

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ УКРАИНЫ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

«Харьковский политехнический институт»

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ И ОПТИМИЗАЦИЯ  
МОДЕЛЕЙ, ПРОЦЕССОВ, КОНСТРУКЦИЙ И  
РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО  
ОБОРУДОВАНИЯ АЭС, ТЭС И  
ОТОПИТЕЛЬНЫХ КОТЕЛЬНЫХ**

**Под редакцией доктора технических наук, профессора  
А.В. Ефимова**

**Монография**

Харьков  
«Издательство «Підручник НТУ «ХПІ»  
2013

ББК 31.27  
С 56  
УДК 621.311.4

Рецензенты:

*Е.Н. Письменный*, д-р техн. наук, проф., декан теплоэнергетического факультета, заведующий кафедрой атомных электростанций и инженерной теплофизики НТУ Украины  
«Киевский политехнический институт»

*А.С. Мазуренко*, д-р техн. наук, проф., директор института энергетики и компьютерно-интегрированных систем управления, заведующий кафедрой тепловых электростанций и энергосберегающих технологий Одесского национального политехнического университета

*О.Н. Зайцев*, д-р техн. наук, проф., заведующий кафедрой теплогазоснабжения и вентиляции Национальной академии природоохранного и курортного строительства

**Коллектив авторов: А.В. Ефимов, Л.В. Гончаренко, Т.В. Потанина, В.Л. Каверцев, Е.Д. Меньшикова, А.Л. Гончаренко, Т.А. Гаркуша, Т.А. Есипенко, Л. Молль, А.М. аль-Тувайни**

С 56 Совершенствование и оптимизация моделей, процессов, конструкций и режимов работы энергетического оборудования АЭС и ТЭС и отопительных котельных / под ред. А.В. Ефимова. – Харьков : НТУ «ХПИ», 2013, – 409 с. – На русск. яз.

У монографії представлені методи, моделі і підходи для вдосконалення і оптимізації процесів, конструкцій і режимів роботи енергетичного устаткування АЕС, ТЕС і опаловальних котельних. Монографія призначена для наукових співробітників і інженерів, які працюють в областях ядерної і теплової енергетики, технічною теплофізики, промислової теплоенергетики, теплопостачання, а також для викладачів і аспірантів різних технічних спеціальностей, пов'язаних з цими галузями знань.

В монографии представлены методы, модели и подходы для совершенствования и оптимизации процессов, конструкций и режимов работы энергетического оборудования АЭС, ТЭС и отопительных котельных. Монография предназначена для научных сотрудников и инженеров, которые работают в областях ядерной и тепловой энергетики, технической теплофизики, промышленной теплоэнергетики, теплоснабжения, а также для преподавателей и аспирантов разных технических специальностей, связанных с этими отраслями знаний.

Рекомендовано к печати решением Ученого совета Национального технического университета «Харьковский политехнический институт». Протокол № 6 от 05.07.2013 г.

Ил. 61. Табл. 26. Библиогр. 290 назв.

**ББК 31.27**

**ISBN**

© А.В.Ефимов, 2013

© Издательство «Підручник НТУ «ХПІ», 2013

# СОДЕРЖАНИЕ

<b>ПРЕДИСЛОВИЕ.....</b>	<b>11</b>
-------------------------	-----------

## **Глава 1**

<b>Методы и подходы к моделированию, оптимизации параметров и диагностике оборудования энергоблоков электростанций.....</b>	<b>18</b>
---	-----------

1.1. Основные методические положения расчетов и оптимизации параметров оборудования энергоблоков электростанций методами математического моделирования.....	18
1.2. Оценка эффективности тепловых схем энергоблоков электростанций по параметрам состояния и надежности оборудования.....	23
1.3. Идентификация математических моделей оборудования энергоблоков электростанций в процессе параметрической диагностики.....	29
1.4. Применение методов интервальной статистики для диагностики параметров состояния оборудования энергоблоков электростанций.....	33

## **Глава 2**

<b>Анализ существующих методов, моделей и подходов, применяемых для оптимального распределения нагрузок между энергоблоками электростанций, их преимущества и недостатки.....</b>	<b>42</b>
---	-----------

2.1. Методологические подходы к решению задачи управления распределением нагрузок между энергоблоками электростанций.....	44
2.2. Математические модели систем и оборудования энергоблоков электростанций, применяемые для решения задач оптимизации режимов эксплуатации.....	56

2.2.1. Математические модели парогенерирующих установок АЭС и их вспомогательного оборудования.....	56
2.2.2. Математические модели паротурбинных установок АЭС и ТЭС.....	62
2.2.3. Математические модели теплообменного оборудования систем регенерации, конденсации и теплофикации энергоблоков АЭС и ТЭС.....	67
2.3. Перспективные пути решения задачи оптимального распределения нагрузок между энергоблоками электростанций.....	70

## **Глава 3**

<b>Разработка и совершенствование математических моделей энергетического оборудования и систем энергоблоков АЭС и ТЭС.....</b>	<b>76</b>
--	-----------

3.1. Описание конструкции и математическая модель горизонтального парогенератора типа ПГВ-1000 энергоблока АЭС с ВВЭР.....	76
3.1.1. Описание конструкций парогенератора типа ПГВ-1000 и его модификаций.....	76
3.1.2. Уравнения теплового баланса и теплопередачи в парогенераторе.....	86
3.1.3. Термодинамические и теплофизические свойства теплоносителя и рабочего вещества, теплопроводность материалов стенок труб парогенератора.....	88
3.1.4. Коэффициенты теплопередачи и теплоотдачи теплоносителей парогенератора.....	89
3.1.5. Гидравлические характеристики парогенератора.....	91
3.1.6. Конструктивные характеристики парогенератора.....	96

3.2. Методика, алгоритм и программа расчета горизонтального парогенератора типа ПГВ-1000 энергблока АЭС с ВВЭР.....	96
3.3. Математическая модель системы регенерации энергблоков АЭС и ТЭС.....	103
3.4. Математическая модель системы конденсации энергблоков АЭС и ТЭС.....	107
3.5. Математическая модель котла-утилизатора для паро- газотурбинных установок ТЭС.....	114
3.6. Математическая модель линзовых компенсаторов трубопроводных систем энергблоков АЭС и ТЭС.....	121

## **Глава 4**

### **Имитационная модель энергблока АЭС с ВВЭР-1000.....130**

4.1. Технические характеристики систем, оборудования и технологических процессов энергблоков АЭС с ВВЭР-1000.....	131
4.2. Имитационная модель энергблока АЭС с ВВЭР-1000.....	134
4.3. Автоматизированный комплекс программ для моделирования режимов работы энергблоков АЭС с ВВЭР-1000.....	141

## **Глава 5**

### **Анализ влияния изменения параметров**

### **технологических процессов в энергблоках**

### **АЭС с ВВЭР-1000 на эффективность их работы.....152**

5.1. Анализ влияния изменения параметров технологических процессов в горизонтальных парогенераторах типа ПГВ-1000 на их производительность.....	154
5.1.1. Зависимость относительной паропроизводительности парогенератора типа ПГВ-1000 от температуры питательной воды.....	155

5.1.2. Зависимость относительной паропроизводительности парогенератора типа ПГВ-1000 от температуры теплоносителя на входе в парогенератор.....	158
5.1.3. Зависимость относительной паропроизводительности парогенератора типа ПГВ-1000 от давления рабочего вещества.....	161
5.1.4. Зависимость относительной паропроизводительности парогенератора типа ПГВ-1000 от давления теплоносителя.....	163
5.1.5. Многофакторный эксперимент на имитационной модели парогенератора типа ПГВ-1000.....	166
5.2. Интегральные эксплуатационные характеристики энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000.....	178

## **Глава 6**

### **Совершенствование градиентных методов**

#### **оптимизации для решения задачи**

#### **распределения нагрузок**

#### **между энергоблоками АЭС.....185**

6.1. Применение метода проекции градиента для решения задачи оптимального распределения нагрузок между энергоблоками АЭС.....	186
6.2. Использование математических моделей и оптимизационных процедур с целью повышения среднеэксплуатационной тепловой экономичности энергоблоков АЭС.....	195

## **Глава 7**

### **Современные технологии глубокого охлаждения**

#### **продуктов сгорания топлива в котельных установках,**

#### **их проблемы и пути решения.....206**

7.1. Эффективность технологий глубокого охлаждения продуктов сгорания топлива в котельных установках.....	208
7.2. Особенности процессов глубокого охлаждения продуктов сгорания топлива в котельных установках.....	212

7.3. Проблемы разработки теплоутилизационных технологий и анализ технико-экономических и экологических характеристик конденсационных теплообменных аппаратов разных типов.....	216
7.3.1. Характеристики контактных и контактно-поверхностных теплообменных аппаратов.....	218
7.3.2. Характеристики поверхностных теплообменных аппаратов, состоящих из оребренных труб.....	221
7.3.3. Характеристики теплообменных аппаратов, состоящих из тепловых труб и термосифонов.....	223
7.3.4. Характеристики пластинчатых теплообменных аппаратов.....	225
7.3.5. Характеристики регенеративных теплообменных аппаратов с промежуточным теплоносителем.....	226
7.3.6. Анализ качества воды и конденсата, получаемых в конденсационных теплообменных аппаратах.....	228
7.3.7. Способы обеспечения надежности газоотводящего тракта и дымовой трубы при глубоком охлаждении продуктов сгорания топлива в котельных установках.....	230
7.3.8. Методы тепловых расчетов конденсационных теплообменных аппаратов.....	232
7.4. Перспективные пути решения теоретических и технологических проблем глубокого охлаждения продуктов сгорания топлива в котельных установках.....	237

## Глава 8

### Математическая модель системы

«котел–теплоутилизаторы».....	243
8.1. Формирование исходных данных модели.....	248
8.2. Метод расчета объемов и влагосодержаний продуктов сгорания топлива.....	251
8.3. Метод расчета температур точки росы, горячего воздуха и шарообразного теплоносителя.....	254

8.4. Метод расчета энтальпий продуктов сгорания топлива и воздуха.....	256
8.5. Метод расчета коэффициента избытка воздуха и относительной влажности смеси уходящих из теплоутилизаторов продуктов сгорания топлива и горячего воздуха.....	257
8.6. Тепловые и аэродинамические расчеты системы «котел–теплоутилизаторы» и ее элементов.....	259

## **Глава 9**

<b>Математическая модель конденсационного воздухоподогревателя с циркулирующим шарообразным промежуточным теплоносителем.....</b>	<b>273</b>
9.1. Формирование исходных данных модели.....	274
9.2. Методы и подходы к секционированию поверхности теплообмена на функциональные зоны.....	276
9.3. Моделирование теплового расчета.....	279
9.3.1. Метод составления теплового баланса.....	279
9.3.2. Метод расчета живых сечений для прохода газов и воздуха.....	280
9.3.3. Метод расчета теплообмена в конденсационной зоне.....	282
9.3.4. Метод расчета теплообмена в «сухой» и воздушной зонах .....	287
9.3.5. Метод расчета площади поверхности теплообмена.....	290
9.3.6. Метод определения массы шарообразного теплоносителя и распределение ее по зонам конденсационного воздухоподогревателя.....	290
9.3.7. Методы расчета толщин шарообразных слоев и их аэродинамических характеристик по зонам конденсационного воздухоподогревателя.....	293
9.3.8. Метод расчета коэффициентов диффузии.....	294



## **Глава 10**

<b>Математическая модель конденсационного теплообменного аппарата поверхностного типа.....</b>	<b>304</b>
10.1. Формирование исходных данных модели.....	304
10.2. Выбор типа теплообменного аппарата в качестве объекта моделирования.....	306
10.3. Метод определения расхода воды и температур ее нагрева.....	310
10.4. Метод расчета удельных тепловых и массовых потоков, температур на границе раздела фаз и стенки поверхности теплообмена.....	310
10.5. Метод определения теплотехнических характеристик конденсационного теплообменного аппарата.....	321
10.6. Сравнение расчетных характеристик конденсационного теплообменного аппарата с предварительно принятыми.....	324

## **Глава 11**

<b>Разработка и совершенствование конструкций поверхностных конденсационных аппаратов для замкнутой теплоэнергетической системы «котел–теплоутилизаторы».....</b>	<b>326</b>
11.1. Тепловой расчет системы «котел–теплоутилизаторы».....	327
11.1.1. Выбор исходных данных.....	327
11.1.2. Теплотехнические характеристики системы «котел–теплоутилизаторы».....	329
11.2. Разработка конструкции воздухоподогревателя конденсационного типа с шарообразным промежуточным теплоносителем .....	330
11.2.1. Конденсационный воздухоподогреватель дробепоточного типа.....	332

11.2.2. Конденсационный воздухоподогреватель вращающегося типа .....	339
11.3. Разработка конструкции воздухоподогревателя пластинчатого типа .....	345
11.4. Разработка конструкции конденсационного теплообменного аппарата .....	355
11.5. Разработка замкнутой теплоэнергетической системы «котел–теплоутилизаторы» на основе водогрейного котла ТПВ–200 .....	372
11.6. Разработка замкнутой теплоэнергетической системы «котел–теплоутилизаторы» на основе котла паропроизводительностью 70 т/ч .....	373
11.7. Обобщенные результаты научных исследований по проблемам технологий глубокого охлаждения продуктов сгорания топлива в котельных установках .....	377
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....</b>	<b>381</b>

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Основой мировой энергетической политики в настоящих условиях развития человечества являются безопасность, энергоэффективность, энерго- и ресурсосбережение, экологическая гармонизация социального развития. Многие страны и межгосударственные сообщества, ощутившие на себе всю остроту дефицита энергетических ресурсов во время периодических мировых энергетических кризисов за последние полвека, разработали принципиально новые концепции и подходы к энергетической и экологической безопасности, энерго- и ресурсосбережению. Были разработаны действующие в настоящее время национальные и наднациональные энергетические стратегии, планы и программы, имеющие регулярное устойчивое финансирование и обеспечивающие экономию топливно-энергетических ресурсов. Были приняты законы и подписаны соглашения, обязывающие и стимулирующие выполнение вышеперечисленных компонентов мирового энергетического развития.

Сравнительная оценка энергопотребления, энергоемкости и экологичности национального промышленного производства в Украине и в передовых промышленно развитых странах свидетельствует о том, что одной из базовых предпосылок обеспечения устойчивого реального развития украинской экономики и усиления ее конкурентоспособности является существенное повышение энергоэффективности внутреннего производства. Поэтому важным стратегическим направлением энергетической политики Украины является максимально возможное энерго- и ресурсосбережение при производстве единицы продукции и, в частности, электроэнергии и теплоты на АЭС и ТЭС, а также в сфере промышленной и коммунальной энергетики, при условии обеспечения техногенной и экологической безопасности.

Одним из принципов практической реализации этого стратегического направления является эффективное планирование не только базовых режимов работы энергоблоков АЭС и ТЭС, но и обеспечение возможности их качественного функционирования в режиме регулирования суточного графика энергопотребления в энергетических системах. Особенно большой потенциал в реализации этого принципа существует в области атомной энергетики Украины, которая является базовой отраслью экономики страны. В течение длительного периода она обеспечивает значительную часть общего производства электроэнергии в Украине (до 50 %), поэтому ее стабильное функционирование на различных режимах электрической нагрузки является важным условием развития экономики страны в целом.

В настоящее время существующая в Украине стратегия эксплуатации энергоблоков АЭС предполагает их работу, как правило, в стационарных режимах электрической нагрузки, близких к номинальной мощности. В то же время, требования Европейских энергетических компаний EUR к стандартным проектам новых сооружаемых АЭС предусматривают увеличение маневренности энергетического оборудования и возможность работы энергоблоков в диапазоне нагрузок 30-100 % от номинальной мощности (со скоростью изменения нагрузки 3 % от номинальной мощности в минуту) с обеспечением всех критериев безопасности. Эффективной и безопасной эксплуатации атомных электростанций в таких режимах работы можно достичь с помощью автоматизации процесса управления распределением электрических нагрузок между энергоблоками с учетом фактического функционального состояния их оборудования. В связи с этим, несмотря на то, что сегодня среди целого ряда специалистов, которые занимаются вопросами оптимизации режимов работы электростанций и энергетических систем в Украине, существует точка зрения, что действующие отечественные энергоблоки АЭС не должны принимать участие в регулировании мощности энергетических систем из соображений безопасности, проблема выбора оптимальных стратегий при управлении режимами работы энергоблоков АЭС и, в частности, проблема оптимального распределения нагрузок между ними с целью повышения среднеэксплуатационной тепловой экономичности электростанций, является очень актуальной. Профицит про-

изводства электроэнергии в Украине и возможная перспектива подключения отечественных АЭС к энергетическим системам европейских стран в рамках политики евроинтеграции также подтверждают актуальность этой проблемы. Все это требует разработки нового и совершенствования уже существующего математического, алгоритмического и программного обеспечения для автоматизированных систем управления технологическими процессами энергоблоков АЭС. Это же в полной мере касается и энергоблоков отечественных ТЭС, требующих коренной модернизации автоматизированных систем управления технологическими процессами.

В связи с этим возникает необходимость в разработке, совершенствовании и обосновании методов, моделей и подходов для автоматизированного оптимального распределения нагрузок между энергоблоками АЭС и ТЭС, которые бы учитывали реальное функциональное состояние оборудования в процессе эксплуатации на основе параметрической диагностики, с целью их применения при синтезе многофункциональных и всережимных автоматизированных систем управления технологическими процессами энергоблоков АЭС и ТЭС как нового поколения, так и уже действующих.

Другим важным принципом практической реализации стратегического направления энергетической политики Украины является экономия топливно-энергетических ресурсов в результате применения технологий глубокой утилизации теплоты уходящих газов за счет конденсации водяных паров из них для котлов малой и средней мощности, эксплуатирующихся в большом количестве на отопительных котельных с низким КПД (не более 80 %). Разработка таких теплоутилизационных технологий сопряжена с необходимостью решения целого ряда сложных задач, связанных как с совершенствованием методов их расчетов и математических моделей тепломассообменных процессов, так и с созданием высокоэффективных конструкций теплоутилизаторов, входящих в состав тепловых схем котельных установок.

Необходимость совершенствования методов расчетов и математических моделей теплоутилизационных технологий обусловлена недостаточной полнотой разработки и достоверностью существующих методов расчетов тепломассообменных процессов для условий конденсации водяных паров из парогазовых смесей с большим содержанием неконденсирующихся

ся газов как на гладких и оребренных, так и на шарообразных поверхностях. Существующие методы, как правило, разработаны для паровоздушных смесей с небольшим содержанием инертных газов и основываются для определения эффекта конденсации на упрощенных теоретических или экспериментальных зависимостях, не полностью отражающих действительные условия протекания процессов тепломассообмена.

В то же время существующие схемы и конструкции оборудования, предназначенные для утилизации теплоты уходящих газов котлов и ее использования, не всегда позволяют осуществить объективную оценку эффективности теплоутилизационных систем традиционно принятым в энергетике способом – по изменению их КПД.

В связи с этим совершенствование методов, моделей, схем и конструкций конденсационных теплообменных аппаратов поверхностного типа для котельных установок малой и средней мощности является очень актуальной научно-технической проблемой с точки зрения практической реализации политики энерго- и ресурсосбережения в Украине.

В основе настоящей монографии лежат результаты многолетних научных исследований, проводившихся на кафедре парогенераторостроения Национального технического университета «Харьковский политехнический институт» в соответствии с двумя вышеназванными принципами практической реализации стратегического направления энергетической политики Украины.

Монография представляет собой коллективный труд авторов: докт. техн. наук, проф. Ефимова А.В., канд. техн. наук, проф. Гончаренко Л.В., канд. техн. наук, доц. Каверцева В.Л., канд. техн. наук, доц. Меньшиковой Е.Д., канд. техн. наук, доц. Потаниной Т.В., канд. техн. наук Гончаренко А.Л., науч. сотр. Гаркуши Т.А., науч. сотр. Есипенко Т.А., докт.-инж. А.М. аль-Тувайни (Кувейт), докт.-инж. Л. Молль (Германия).

Монография состоит из одиннадцати глав, включающих в себя отдельные разделы и подразделы.

В первой главе рассмотрены предлагаемые авторами методы и подходы к моделированию, оптимизации параметров и диагностике оборудования энергоблоков электростанций. Авторами этой главы являются докт. техн.

наук, проф. Ефимов А.В. (разделы 1.1-1.4), науч. сотр. Гаркуша Т.А. (разделы 1.1-1.3), докт.-инж. Л. Молль (раздел 1.2), докт.-инж. А.М. аль-Тувайни (раздел 1.3), канд. техн. наук, доц. Потанина Т.В. (раздел 1.4), канд. техн. наук, доц. Каверцев В.Л. (раздел 1.4).

Во второй главе приведены результаты анализа существующих методов, моделей и подходов, применяемых для оптимального распределения нагрузок между энергоблоками электростанций, их преимущества и недостатки. Авторами этой главы являются докт. техн. наук, проф. Ефимов А.В. (разделы 2.1-2.3), канд. техн. наук, доц. Потанина Т.В. (разделы 2.1-2.3), канд. техн. наук, доц. Меньшикова Е.Д. (раздел 2.2).

Третья глава посвящена разработке и совершенствованию математических моделей энергетического оборудования и систем энергоблоков АЭС и ТЭС. Авторами этой главы являются докт. техн. наук, проф. Ефимов А.В. (разделы 3.1-3.6), канд. техн. наук, доц. Каверцев В.Л. (разделы 3.1,3.6), канд. техн. наук, доц. Потанина Т.В. (разделы 3.1-3.4), канд. техн. наук, доц. Меньшикова Е.Д. (разделы 3.3-3.5), науч. сотр. Гаркуша Т.А. (разделы 3.1, 3.6), докт.-инж. А.М. аль-Тувайни (разделы 3.3, 3.4), докт.-инж. Л. Молль (раздел 3.3), науч. сотр. Есипенко Т.А. (разделы 3.2, 3.5).

В четвертой главе описана разработанная авторами имитационная модель энергоблока АЭС с ВВЭР-1000. Авторами этой главы являются докт. техн. наук, проф. Ефимов А.В. (разделы 4.1-4.3), канд. техн. наук, доц. Меньшикова Е.Д. (разделы 4.1-4.3), канд. техн. наук, доц. Потанина Т.В. (разделы 4.1-4.3), канд. техн. наук, доц. Каверцев В.Л. (раздел 4.1), науч. сотр. Гаркуша Т.А. (разделы 4.1-4.3).

В пятой главе приведены результаты анализа влияния изменения параметров технологических процессов в оборудовании энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000 на эффективность их работы. Авторами этой главы являются докт. техн. наук, проф. Ефимов А.В. (разделы 5.1, 5.2), канд. техн. наук, доц. Потанина Т.В. (разделы 5.1, 5.2).

Шестая глава посвящена совершенствованию градиентных методов оптимизации, предназначенных для решения задач распределения нагрузок

между энергоблоками АЭС и ТЭС. Авторами этой главы являются докт. техн. наук, проф. Ефимов А.В. (разделы 6.1, 6.2), канд. техн. наук, доц. Потанина Т.В. (разделы 6.1, 6.2).

В седьмой главе рассмотрены существующие современные технологии глубокого охлаждения продуктов сгорания топлива в котельных установках, их проблемы и пути решения. Авторами этой главы являются докт. техн. наук, проф. Ефимов А.В. (разделы 7.1-7.4), канд. техн. наук, проф. Гончаренко Л.В. (разделы 7.1-7.4), канд. техн. наук, Гончаренко А.Л. (разделы 7.1-7.4), науч. сотр. Есипенко Т.А. (раздел 7.3).

В восьмой главе представлена математическая модель теплоэнергетической системы «котел-теплоутилизаторы». Авторами этой главы являются докт. техн. наук, проф. Ефимов А.В. (разделы 8.1-8.6), канд. техн. наук, проф. Гончаренко Л.В. (разделы 8.1-8.6), канд. техн. наук, Гончаренко А.Л. (разделы 8.1-8.6).

В девятой главе описана математическая модель конденсационного воздухоподогревателя с циркулирующим шарообразным промежуточным теплоносителем. Авторами этой главы являются докт. техн. наук, проф. Ефимов А.В. (разделы 9.1-9.3), канд. техн. наук, проф. Гончаренко Л.В. (разделы 9.1-9.3), канд. техн. наук, Гончаренко А.Л. (разделы 9.1-9.3).

В десятой главе представлена математическая модель конденсационного теплообменного аппарата поверхностного типа. Авторами этой главы являются докт. техн. наук, проф. Ефимов А.В. (разделы 10.1-10.6), канд. техн. наук, проф. Гончаренко Л.В. (разделы 10.1-10.6), канд. техн. наук, Гончаренко А.Л. (разделы 10.1-10.6).

В одиннадцатой главе приведены результаты разработки и совершенствования конструкций поверхностных конденсационных аппаратов для замкнутой теплоэнергетической системы «котел-теплоутилизаторы». Авторами этой главы являются докт. техн. наук, проф. Ефимов А.В. (разделы 11.1-11.7), канд. техн. наук, проф. Гончаренко Л.В. (разделы 11.1-11.7), канд. техн. наук, Гончаренко А.Л. (разделы 11.1-11.7), науч. сотр. Есипенко Т.А. (разделы 11.1-11.6).



Монография предназначена для научных сотрудников и инженеров, которые работают в областях ядерной и тепловой энергетики, технической теплофизики, промышленной теплоэнергетики, теплоснабжения, а также для преподавателей и аспирантов разных технических специальностей, связанных с этими областями знаний.

Особую благодарность авторы выражают рецензентам монографии доктору технических наук, профессору Письменному Е.Н., доктору технических наук, профессору Мазуренко А.С., доктору технических наук, профессору Зайцеву О.Н., высказавшим очень ценные замечания и пожелания авторам и благодаря высококвалифицированному труду которых монография вышла в свет.

Авторы охотно примут также и все критические замечания и пожелания, если они возникнут у специалистов в областях знаний, касающихся ядерных и тепловых энергоустановок, технической теплофизики, промышленной теплоэнергетики, теплоснабжения, и будут удовлетворены, если эта монография окажется полезной для них.

# **Глава 1**

## **МЕТОДЫ И ПОДХОДЫ К МОДЕЛИРОВАНИЮ, ОПТИМИЗАЦИИ ПАРАМЕТРОВ И ДИАГНОСТИКЕ ОБОРУДОВАНИЯ ЭНЕРГБЛОКОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

### **1.1. Основные методические положения расчетов и оптимизации параметров оборудования энергблоков электростанций методами математического моделирования**

Современные энергблоки ТЭС и АЭС являются сложными техническими системами. Они включают в себя множество взаимосвязанного между собой оборудования различного технологического назначения, обеспечивающего выполнение энергблоками сложной функции производства электрической энергии и теплоты установленного качества и по заданному графику нагрузки. Такие системы характеризуются многопараметричностью, сложной структурной и функциональной связью параметров, наличием ограничений на изменение параметров и связей, функционированием в условиях воздействия случайных факторов, многообразием протекающих физико-химических процессов. В связи с этим, полные математические модели функционального состояния паротурбинных энергблоков ТЭС и АЭС характеризуются большим количеством нелинейных (во многих случаях трансцендентных) связей и содержат неявные функции [1, 2]. Это затрудняет их широкое применение для решения задач системного анализа качества функционирования энергблоков.

Оптимизация отдельных параметров и характеристик оборудования энергблоков ТЭС и АЭС тесно связана с процессами их проектирования и конструирования. Исходными данными для проведения первых предварительных оптимизационных расчетов в процессе проектирования являются конструктивные проработки оборудования. Результаты предварительной оптимизации, учитывающие изменение исходных данных в допустимом диапазоне значений, служат основанием для новых оптимизационных расчетов

параметров и конструкций оборудования с учетом специфики условий его работы. Таким образом, оптимизация параметров и характеристик оборудования энергоблоков ТЭС и АЭС является сложным итерационным процессом, а каждый этап оптимизационных исследований по мере создания и совершенствования оборудования характеризуется своими методами и средствами.

На первом этапе оптимизации объем информации об оптимизируемом объекте минимален, а исходные данные имеют значительную погрешность. Поэтому часто невозможно достаточно точно описать, как параметры взаимосвязаны между собой и как они определяют вид целевой функции. В связи с этим на первом этапе оптимизационных расчетов наиболее эффективны аналитические методы оптимизации. Они позволяют наглядно выявить влияние соотношений между исходными данными, получить с минимальными затратами времени и средств общие зависимости для определения оптимальных параметров при разнообразных сочетаниях технико-экономических факторов.

На последующих этапах объем информации об объекте оптимизации существенно увеличивается. Выявляются новые термодинамические, конструктивные, режимные факторы и необходимые технические ограничения. Поскольку эти этапы связаны уже непосредственно с созданием оборудования, то необходимо более точно и полно учитывать все факторы, определяющие критерий оптимальности, а это значительно увеличивает количество оптимизируемых параметров. В то же время, взаимосвязь между параметрами становится более сложной, и получить аналитическое решение возможно только при значительном упрощении (идеализации) реальных зависимостей.

При математическом моделировании энергоблоков применяются следующие методы идеализации: расчленение на более простые технологические подсистемы (метод декомпозиции); выделение наиболее существенных свойств и воздействий на них в параметрической форме (метод макромоделирования); линеаризация нелинейных моделей в некоторой области изменения переменных (метод линеаризации); приведение системы с распределенными параметрами к системе с сосредоточенными параметрами; пренебрежение свойствами динамичности технологических процессов.

На этапах окончательных оптимизационных исследований наиболее эффективным методом оптимизации является метод имитационного моделирования, который позволяет достигнуть необходимой степени точности в

описании оптимизируемого объекта и использовать специальные математические методы нахождения оптимума при решении многофакторных и многокритериальных задач [3].

Для эффективной реализации задач, связанных с определением оптимальных параметров и конструкций оборудования энергоблоков ТЭС и АЭС с помощью математического моделирования и хорошо разработанных методов многофакторной оптимизации, необходимо выполнение ряда требований при их постановке. Практика показывает, что нецелесообразно оптимизировать с помощью одной математической (имитационной) модели весь комплекс параметров, характеризующих данный энергоблок, поскольку при такой постановке задачи оптимизации часто бывают взаимно некорректны вследствие значительного несоответствия в точности различной исходной информации, неравнозначности влияния параметров на целевую функцию, специфических отличий математического описания различных узлов и элементов энергоблока. Для эффективной оптимизации параметров энергоблоков ТЭС и АЭС необходимо создание системы взаимосвязанных математических моделей, включающих в себя: группу подробных математических моделей отдельных узлов и элементов оборудования энергоблоков; построенные на их основе более обобщенные математические модели для основного оборудования энергоблоков; полную математическую модель энергоблоков.

В соответствии с вышеизложенным оптимизацию параметров энергоблоков ТЭС и АЭС целесообразно проводить с помощью системы математических моделей основного оборудования: реактора, парогенератора, котельной установки, турбоустановки. Основное оборудование, в свою очередь, целесообразно разделять на характерные узлы. Такое разбиение позволяет рационально, с учетом специфических особенностей функциональных зависимостей между параметрами каждого узла, построить их математические модели и провести оптимизацию, как отдельных узлов, так и основного оборудования энергоблоков ТЭС и АЭС путем последовательного уточнения.

Параметры каждого узла можно разделить на две группы: внешние параметры, определяющие взаимосвязь между узлами, и внутренние параметры, характеризующие только данный узел, значения которых зависят, в основном, от внешних связующих параметров.

Если для данного узла число внешних параметров невелико, то оптимизацию его внутренних параметров можно проводить в зоне их предполагаемо-

го оптимума отдельно от других узлов при фиксированных внешних параметрах, а затем с учетом оптимальных значений внутренних параметров проводить оптимизацию внешних параметров. Так, парогенератор АЭС связан с турбоустановкой следующими параметрами: тепловой мощностью, давлениями, расходами и температурами генерируемого пара и питательной воды. Так как число этих связующих параметров относительно невелико, внутренние параметры парогенератора, такие, например, как скорость воды в трубках теплообменной поверхности, длину трубок, их наружный и внутренний диаметры и другие, можно оптимизировать отдельно от турбоустановки по значениям параметров генерируемого пара и питательной воды, представленных в виде ограничений. По этим же значениям отдельно от парогенератора оптимизируются внутренние параметры турбоустановки. Затем оптимизируются связывающие парогенератор и турбоустановку параметры генерируемого пара и питательной воды с помощью соответствующих математических методов.

Если число связующих параметров между узлами велико, то эти узлы целесообразно оптимизировать совместно в единой модели. Так, например, необходимо совместно с основными тепловыми и гидравлическими параметрами тепловой схемы энергоблоков АЭС с реакторами ВВЭР оптимизировать внутренние параметры их систем внешней сепарации и промежуточного перегрева пара, поскольку они связаны разделительным давлением нагреваемого пара, расходами, давлениями и температурами греющего и нагреваемого пара на входе и выходе из ступеней пароперегревателя, потерями давления нагреваемого пара в ступенях пароперегревателя и другими.

Таким образом, решение задачи оптимизации параметров энергоблоков АЭС включает следующие этапы: выбор критериев оптимальности (целевых функций); разработку системы взаимосвязанных математических моделей в соответствии с требуемым иерархическим уровнем оптимизационных исследований; выбор вычислительных методов и алгоритмов оптимизации.

При оптимизации параметров энергоблоков АЭС очень важно определить, при каких заданных ограничениях целесообразно проводить оптимизацию: при постоянной электрической мощности энергоблока АЭС или при постоянной тепловой мощности реактора энергоблока АЭС. Если проводить оптимизацию при заданной постоянной электрической мощности энергоблока АЭС, то необходимо создавать математическую модель, описываю-

щую функционирование всего оборудования энергоблока АЭС, и при этом учитывать непрерывное изменение тепловой мощности реактора.

В атомной энергетике из соображений надежности и экономии реакторы обычно проектируются на основе конструкций стандартных тепловыделяющих элементов (ТВЭлов), имеющих фиксированные геометрические характеристики и определенную тепловую мощность. Суммарная тепловая мощность реактора меняется дискретно путем изменения количества работающих ТВЭлов, причем, что важно, не пропорционально их числу. Эта неравномерность обусловлена тем, что энерговыделение в активной зоне реактора зависит еще и от геометрических размеров самой зоны. В связи с этим учитывать непрерывное изменение тепловой мощности реактора в процессе оптимизации параметров при условии заданной постоянной электрической мощности энергоблока АЭС весьма затруднительно. Поэтому целесообразно оптимизировать параметры энергоблоков АЭС при постоянной тепловой мощности реактора, а приведение вариантов к равному энергетическому эффекту осуществлять путем учета изменения электрической мощности энергоблока, то есть введения так называемой замещающей электрической мощности в энергосистеме. При такой постановке для решения задач оптимизации основных тепловых и гидравлических параметров энергоблоков АЭС с реакторами, охлаждаемыми водой под давлением, необходимы математические модели следующего оборудования: реактора, парогенератора, турбины, системы внешней сепарации и промежуточного перегрева пара, системы регенерации и системы «конденсатор-водоохладитель». Глубина детализации математического моделирования этого оборудования должна основываться на принципе равной точности, то есть в каждой модели необходимо учитывать параметры, имеющие один порядок влияния на целевую функцию.

Учет вышеизложенных методических положений и подходов повышает эффективность применения математического моделирования для решения задач расчетов и оптимизации параметров энергоблоков АЭС и ТЭС.

## **1.2. Оценка эффективности тепловых схем энергоблоков электростанций по параметрам состояния и надежности оборудования**

Себестоимости электрической и тепловой энергий, вырабатываемых тепловыми и атомными электростанциями, становятся все более заметными факторами конкурентной борьбы на рынке энерго- и теплопотребления. В то же время, количество и стоимость этих видов энергии и приходящийся на их выработку удельный расход теплоты существенно зависят от надежности энергетических установок. Поэтому учет показателей надежности оборудования при выборе принципиальных и развернутых тепловых схем энергоблоков электростанций, как на этапах проектирования и модернизации, так и, в ряде случаев, на этапе эксплуатации, является актуальным, поскольку расширяет возможности обеспечения их эффективной и безопасной эксплуатации и конкурентоспособной стоимости вырабатываемых видов энергии.

Нелинейные математические модели функционального состояния паротурбинных (паро- газотурбинных) энергоблоков, описывающие в неявном виде связь между основными технико-экономическими показателями эффективности работы (электрической мощностью  $N$ , тепловой мощностью  $Q$ , удельным расходом теплоты  $q$ ) и значениями отклонений вектора тепловых и гидравлических параметров  $\Delta X$ , представляют собой систему математических отношений [1]:

$$\left. \begin{aligned} N &= \varphi(\Delta X) \\ Q &= F(\Delta X) \\ q &= f(\Delta X) \end{aligned} \right\}. \quad (1.1)$$

Аналитический вид зависимостей  $\varphi$ ,  $F$  и  $f$  сложен и потому, как правило, не устанавливается. Эти зависимости проявляются через входящие в математические отношения равенства, неравенства, логические условия, таблицы и т.п. Поэтому нелинейные математические модели (1.1) дают возможность получать только численные значения  $N_i, Q_i$  и  $q_i$  для  $i$ -го численного эксперимента из области допустимых значений  $\Delta X$ , не определяя при этом явный вид зависимостей влияния изменений тепловых и гидравлических параметров на эффективность функционирования тепловых схем энергоблоков.

Исходя из законов протекания технологических процессов в оборудовании тепловых схем энергоблоков, известно, что функции  $\varphi$ ,  $F$  и  $f$  непре-

рывны в области допустимых значений вектора  $\Delta X$  для фиксированных схем и имеют непрерывные частные производные по его компонентам, что допускает линеаризацию этих функций. На основании ряда исследований [1], а также результатов тепловых испытаний энергоблоков ТЭС и АЭС [4, 5, 6] установлено, что диаграммы рассеивания  $N, Q$  и  $q$  по отклонениям компонент вектора  $\Delta X = (x_1 - x_{1,0}, x_2 - x_{2,0}, \dots, x_k - x_{k,0}, \dots, x_n - x_{n,0})$ , где  $X_0 = (x_{1,0}, x_{2,0}, \dots, x_{k,0}, \dots, x_{n,0})$  – номинальные значения тепловых и гидравлических параметров, являются линейными зависимостями в области диапазонов малых отклонений, характерных для эксплуатации на стационарных режимах. Указанные обстоятельства обусловили возможность получения линейных моделей функционального состояния паротурбинных энергоблоков при эксплуатации на стационарных режимах в виде аналитических зависимостей между показателями эффективности работы  $N, Q$  и  $q$  и вектором  $\Delta X$  :

$$\left. \begin{aligned} N &= N_0(1 + a_0) + N_0(a_1\Delta\bar{x}_1 + a_2\Delta\bar{x}_2 + \dots + a_k\Delta\bar{x}_k + \dots + a_n\Delta\bar{x}_n) \\ Q &= Q_0(1 + d_0) + Q_0(d_1\Delta\bar{x}_1 + d_2\Delta\bar{x}_2 + \dots + d_k\Delta\bar{x}_k + \dots + d_n\Delta\bar{x}_n) \\ q &= q_0(1 + b_0) + q_0(b_1\Delta\bar{x}_1 + b_2\Delta\bar{x}_2 + \dots + b_k\Delta\bar{x}_k + \dots + b_n\Delta\bar{x}_n) \end{aligned} \right\}, \quad (1.2)$$

где  $N_0, Q_0$  и  $q_0$  – номинальные показатели работы при стационарных режимах эксплуатации,  $\Delta\bar{x}_k = (x_k - x_{k,0}) / x_{k,0}, k = \overline{1, n}$ .

В работе [1] приведены линейные модели функционального состояния различных энергоблоков ТЭС и АЭС, полученные для стационарных режимов их эксплуатации в широком диапазоне нагрузок. Значения коэффициентов  $a_k, d_k, b_k$  для этих моделей определялись на основании статистической обработки методом наименьших квадратов данных многофакторных численных экспериментов, поставленных на нелинейных моделях вида (1.2). Анализ соответствующих этому методу статистик [7, 8, 9] подтвердил адекватность полученных линейных моделей данным численных экспериментов, а сравнение с данными тепловых испытаний энергоблоков – их достоверность.

На прогнозируемом интервале эксплуатации энергоблоков  $\Delta t = t - t_0$  некоторые тепловые и гидравлические параметры моделей  $x_k, k = \overline{1, r}, 1 \leq r \leq n$  (1.2) подвержены эволюции вследствие изменения функционального состо-



яния части оборудования схем и представляют собой, таким образом, функции времени  $t$ , а другие параметры  $x_k, k = \overline{(r+1), n}$  остаются постоянными и равными своим значениям в момент времени  $t_0$ . Следовательно, на интервале прогнозирования выработки электрической и тепловой энергий линейные модели функционального состояния энергоблоков могут быть представлены следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} N(t) &= N_0(1+a_0) + N_0 \left( \sum_{k=1}^r a_k \frac{x_k(t) - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n a_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \\ Q(t) &= Q_0(1+d_0) + Q_0 \left( \sum_{k=1}^r d_k \frac{x_k(t) - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n d_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \\ q(t) &= q_0(1+b_0) + q_0 \left( \sum_{k=1}^r b_k \frac{x_k(t) - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n b_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \end{aligned} \right\}, \quad (1.3)$$

где параметры  $x_k(t), k = \overline{1, r}$  – непрерывные и монотонные функции времени  $t$ , характеризующие функциональное состояние и надежность соответствующего оборудования тепловых схем, которые можно рассматривать как полумарковские зависимости [10] с известными аппроксимациями их реализаций. Эти аппроксимации могут быть представлены разными видами. Для часто встречающихся линейного и экспоненциального видов [11] они записываются соответственно как

$$x_k(t) = c_k + \gamma_k t, \quad k = \overline{1, r} \quad \text{и} \quad x_k(t) = \alpha_k e^{\beta_k t}, \quad k = \overline{1, r} \quad (1.4)$$

Для определения аппроксимаций, описывающих изменение функционального состояния и надежности оборудования предлагается следующий подход. С момента начала эксплуатации оборудования  $t_0 = 0$  и до конца прогнозируемого интервала эксплуатации  $t$  с помощью контрольно-измерительных приборов АСУ ТП энергоблоков последовательно наблюдаются реализации функций  $x_k(t), k = \overline{1, r}$ . По получаемым в процессе наблюдения в точках  $t_i = \overline{t_0, t}; i = \overline{1, m}$  дискретным значениям реализаций  $x_k(t_i), k = \overline{1, r}$  строятся наилучшие экстраполяционные кривые  $x_k(t), k = \overline{1, r}$ ,

то есть находятся коэффициенты  $c_k, \gamma_k$  или  $\alpha_k, \beta_k$  аппроксимационных зависимостей (4), причем каждые новые значения наблюдаемых реализаций уточняют кривые прогноза  $x_k(t), k = \overline{1, r}$ . Точка пересечения каждой функции  $x_k(t), k = \overline{1, r}$  с заданной границей  $g_k, k = \overline{1, r}$ , определяющей ее предельное значение исходя из технико-экономических показателей энергоблока или его безопасности, интерпретируется как наработка оборудования, состояние и надежность которого характеризуется функцией  $x_k(t), k = \overline{1, r}$ , до отказа. Полученные таким образом аппроксимационные зависимости  $x_k(t), k = \overline{1, r}$  для всего перечня эксплуатируемого энергетического оборудования составляют базу данных эволюций параметров состояния и надежности оборудования для конкретных типов энергоблоков и условий их эксплуатации. Эта база данных может быть использована на разных этапах жизненного цикла энергоблоков: в процессах проектирования, модернизации, эксплуатации.

В зависимости от видов аппроксимаций (4) линейные модели функционального состояния энергоблоков с учетом прогнозирования изменения на интервале  $\Delta t = t - t_0$  тепловых и гидравлических параметров тепловых схем, определяющих надежность оборудования, записываются следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} N(t) &= N_0(1 + a_0) + N_0 \left( \sum_{k=1}^r a_k \frac{(c_k + \gamma_k t) - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n a_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \\ Q(t) &= Q_0(1 + d_0) + Q_0 \left( \sum_{k=1}^r d_k \frac{(c_k + \gamma_k t) - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n d_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \\ q(t) &= q_0(1 + b_0) + q_0 \left( \sum_{k=1}^r b_k \frac{(c_k + \gamma_k t) - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n b_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \end{aligned} \right\} \quad (1.5)$$

или

$$\left. \begin{aligned} N(t) &= N_0(1 + a_0) + N_0 \left( \sum_{k=1}^r a_k \frac{\alpha_k e^{\beta_k t} - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n a_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \\ Q(t) &= Q_0(1 + d_0) + Q_0 \left( \sum_{k=1}^r d_k \frac{\alpha_k e^{\beta_k t} - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n d_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \\ q(t) &= q_0(1 + b_0) + q_0 \left( \sum_{k=1}^r b_k \frac{\alpha_k e^{\beta_k t} - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n b_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \end{aligned} \right\}. \quad (1.6)$$

В качестве показателя структурной надежности тепловых схем энергоблоков, состоящих из множества последовательных и параллельных соединений нерезервированных и резервированных элементов (оборудования) с различными кратностями резервирования, интенсивностями отказов и восстановлений, выбирается вероятность их безотказной работы  $R(t)$  [12, 13] на стационарных эксплуатационных режимах.

Тогда количества вырабатываемых на интервале прогнозирования  $\Delta t$  электрической  $E_{\text{э}}$  и тепловой  $E_{\text{т}}$  энергий и приходящийся на них удельный расход теплоты  $q$ , рассматриваемые в качестве критериев эффективности тепловых схем энергоблоков, могут быть представлены как

$$\left. \begin{aligned} E_{\text{э}} &= R(t) \int_{t_0}^t N(t) dt \\ E_{\text{т}} &= R(t) \int_{t_0}^t Q(t) dt \\ q &= (1 - R(t)) \int_{t_0}^t q(t) dt \end{aligned} \right\}. \quad (1.7)$$

Заменяя в (1.7) подынтегральные выражения соответствующими зависимостями (1.5) или (1.6), получим математические модели, описывающие влияния параметров функционального состояния и надежности оборудования и структурной надежности тепловых схем энергоблоков на эффективность их работы:

$$\left. \begin{aligned} E_{\dot{\gamma}} &= R(t) \int_{t_0}^t \left( N_0(1+a_0) + N_0 \left( \sum_{k=1}^r a_k \frac{(c_k + \gamma_k t) - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n a_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \right) dt, \\ E_{\dot{0}} &= R(t) \int_{t_0}^t \left( Q_0(1+d_0) + Q_0 \left( \sum_{k=1}^r d_k \frac{(c_k + \gamma_k t) - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n d_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \right) dt, \\ q &= (1-R(t)) \int_{t_0}^t \left( q_0(1+b_0) + q_0 \left( \sum_{k=1}^r b_k \frac{(c_k + \gamma_k t) - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n b_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \right) dt \end{aligned} \right\} \quad (1.8)$$

или

$$\left. \begin{aligned} E_{\dot{\gamma}} &= R(t) \int_{t_0}^t \left( N_0(1+a_0) + N_0 \left( \sum_{k=1}^r a_k \frac{a_k e^{\beta_k t} - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n a_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \right) dt, \\ E_{\dot{0}} &= R(t) \int_{t_0}^t \left( Q_0(1+d_0) + Q_0 \left( \sum_{k=1}^r d_k \frac{a_k e^{\beta_k t} - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n d_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \right) dt, \\ q &= (1-R(t)) \int_{t_0}^t \left( q_0(1+b_0) + q_0 \left( \sum_{k=1}^r b_k \frac{a_k e^{\beta_k t} - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n b_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \right) dt \end{aligned} \right\} \quad (1.9)$$

Задачу синтеза оптимальной тепловой схемы энергоблока на основе рассматриваемых критериев и параметров состояния и надежности оборудования и схемы можно сформулировать в виде задачи выбора из возможных конфигураций  $\Omega_i, i = \overline{1, L}$  такой схемы  $\Omega_s, s \in i$ , которая обеспечивает прогнозируемые максимумы производства электрической  $E_{\text{max}}(\Omega_s)$  и тепловой  $E_{\text{Тmax}}(\Omega_s)$  энергий и минимум удельного расхода теплоты  $q_{\text{min}}(\Omega_s)$  на заданном интервале эксплуатации. С математической точки зрения ее можно рассматривать как одну из задач из области континуального линейного программирования [14]:

$$\left. \begin{aligned} E_{\text{max}}(\Omega_s) &= \max_{\Omega_i} R_{\Omega_i}(t) \int_{t_0}^t \left( N_0(1+a_0) + N_0 \left( \sum_{k=1}^r a_k \frac{(c_k + \gamma_k t) - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n a_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \right) dt, \\ E_{\text{Тmax}}(\Omega_s) &= \max_{\Omega_i} R_{\Omega_i}(t) \int_{t_0}^t \left( Q_0(1+d_0) + Q_0 \left( \sum_{k=1}^r d_k \frac{(c_k + \gamma_k t) - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n d_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \right) dt, \\ q_{\text{min}}(\Omega_s) &= \min_{\Omega_i} (1-R_{\Omega_i}(t)) \int_{t_0}^t \left( q_0(1+b_0) + q_0 \left( \sum_{k=1}^r b_k \frac{(c_k + \gamma_k t) - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n b_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \right) dt \end{aligned} \right\} \quad (1.10)$$

( $i = 1, 2, \dots, L$ )

или

$$\left. \begin{aligned} E_{y\max}(\Omega_s) &= \max_{\Omega_i} R_{\Omega_i}(t) \int_{t_0}^t \left( N_0(1+a_0) + N_0 \left( \sum_{k=1}^r a_k \frac{a_k e^{\beta_k t} - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n a_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \right) dt, \\ E_{0\max}(\Omega_s) &= \max_{\Omega_i} R_{\Omega_i}(t) \int_{t_0}^t \left( Q_0(1+d_0) + Q_0 \left( \sum_{k=1}^r d_k \frac{a_k e^{\beta_k t} - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n d_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \right) dt, \\ q_{\min}(\Omega_s) &= \min_{\Omega_i} (1 - R_{\Omega_i}(t)) \int_{t_0}^t \left( q_0(1+b_0) + q_0 \left( \sum_{k=1}^r b_k \frac{\alpha_k e^{\beta_k t} - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n b_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \right) dt \end{aligned} \right\} \quad (1.11)$$

( $i = 1, 2, \dots, L$ )

Предложенные постановка и математические методы решения задач оценки эффективности и оптимального синтеза тепловых схем энергоблоков электростанций на основе анализа параметров функционального состояния и надежности оборудования и схем могут быть использованы при разработке и создании их систем автоматизированного проектирования и управления технологическими процессами во время эксплуатации.

### **1.3. Идентификация математических моделей оборудования энергоблоков электростанций в процессе параметрической диагностики**

Основой энергетики во многих странах мира, обуславливающей темпы их экономического развития, являются тепловые и атомные электростанции. В то же время, именно они как сложные технологические системы представляют собой объекты повышенной техногенной опасности. Поэтому разработаны и продолжают разрабатываться способы повышения надежности, безопасности и эффективности энергетического оборудования ТЭС и АЭС, которые, в значительной мере, опираются на диагностические процедуры.

Одним из таких способов является применение в составе АСУ ТП энергоблоков ТЭС и АЭС автоматизированных систем параметрической диагностики энергетического оборудования, основанных на математическом моделировании технологических процессов. Параметрическая диагностика позволяет установить причины отклонений параметров оборудования от нормальных значений в результате появления изменений в его конструкции: определенным значениям параметров соответствуют определенные технические состояния.

Существуют различные методы автоматизированной параметрической диагностики энергетического оборудования, базирующиеся на математическом моделировании технологических процессов. Это вероятностные методы оценки состояния оборудования на основании сравнения расчетных и нормативных значений диагностических параметров [1], методы, основанные на теории нечеткой логики в рамках идеологии экспертных систем, [15], методы, использующие линейные диагностические модели [16, 17], и другие.

Достоверность результатов диагностирования с помощью этих методов во многом определяется уровнем адекватности математических моделей диагностируемого оборудования протекающим в нем технологическим процессам. Однако, при эксплуатации энергетического оборудования, особенно при длительном ее периоде, его технические характеристики, а, значит и параметры технологических процессов, изменяются под воздействием внешних факторов и в результате износа, или даже разрушения, отдельных конструктивных элементов. Изменение характеристик оборудования приводит, как правило, к снижению уровня адекватности и к утрате соответствия математических выражений в моделях содержанию описываемых ими процессов. Например, многие из формул в интегральных методиках тепловых и гидравлических расчетов тепломассообменного энергетического оборудования [1, 18, 19] получены экспериментальным путем и содержат числовые параметры, идентифицирующие модель и процесс по результатам экспериментов. Однако конструкции диагностируемых объектов и значения параметров технологических процессов в них могут, как было сказано выше, с течением времени отличаться от условий экспериментов, в которых были получены соответствующие расчетные формулы. Поэтому для повышения достоверности результатов параметрической диагностики необходимо проводить идентификацию математических моделей процессов до начала диагностирования, иными словами, корректировать их на основании анализа измеряемых параметров процессов в дискретные моменты времени, предшествующие моменту проведения диагностики.

В общем виде математические модели технологических процессов в энергетическом оборудовании, основанные на интегральных методиках

расчетов [1, 18, 19], представляют собой систему нелинейных алгебраических уравнений:

$$Y = f(X, \Lambda, G), \quad (1.12)$$

где  $X$  — вектор входных данных модели;  $\Lambda = (\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n)^T$  — вектор числовых параметров, полученных на основании натурных экспериментов и позволяющих идентифицировать модель процессу;  $G$  — вектор заданных конструктивных характеристик оборудования;  $Y$  — вектор выходных данных модели;  $f = (f_1, f_2, \dots, f_m)^T$  — символическая запись функциональных отношений между  $X, \Lambda, G$  и  $Y$ .

Рассмотрим случай идентификации математической модели оборудования, когда частные производные вектор-функции  $f$  по переменным  $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$  могут быть представлены в аналитическом виде. Пусть вектор  $Y$  есть вектор-столбец измеряемых выходных параметров технологического процесса  $Y = (y_1, y_2, \dots, y_m)^T$ . Тогда, используя архивные данные измерений параметров процесса за предшествующий период эксплуатации оборудования, можно рассчитать среднее значение вектора  $Y$ :

$$\bar{Y} = (\bar{y}_1, \bar{y}_2, \dots, \bar{y}_m)^T. \quad (1.13)$$

Подставляя эти значения в (1.12), получим  $m$  уравнений относительно числовых параметров  $\lambda_j, j = \overline{1, n}$ :

[illegible]

Если в (1.14)  $m = n$ , то есть в случае, когда число уравнений равно числу идентифицируемых параметров  $\lambda_j, j = \overline{1, n}$ , решение системы нелинейных уравнений может быть найдено стандартными методами вычислительной математики, например, модифицированным методом Ньютона [20, 21]:

$$\Lambda_{k+1} = \Lambda_k - W^{-1}(\Lambda_0) \cdot f(X, \Lambda_k, G), \quad (1.15)$$

где  $\Lambda_k = (\lambda_1^{(k)}, \lambda_2^{(k)}, \dots, \lambda_n^{(k)})^T$ ,  $\Lambda_0 = (\lambda_1^{(0)}, \lambda_2^{(0)}, \dots, \lambda_n^{(0)})^T = (\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n)^T$ ,  $k$  – номер итерации,  $W^{-1}(\Lambda_0)$  – матрица, обратная к матрице Якоби  $W(\Lambda_0)$ :

$$W(\Lambda_0) = f'(\Lambda_0) = \begin{pmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial \lambda_1} & \frac{\partial f_1}{\partial \lambda_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial \lambda_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial \lambda_1} & \frac{\partial f_2}{\partial \lambda_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial \lambda_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_m}{\partial \lambda_1} & \frac{\partial f_m}{\partial \lambda_2} & \dots & \frac{\partial f_m}{\partial \lambda_n} \end{pmatrix}. \quad (1.16)$$

Для случая  $m < n$ , когда число уравнений меньше числа идентифицируемых параметров  $\lambda_j, j = \overline{1, n}$ , разработан следующий подход. Вместо матрицы  $W(\Lambda_0) = f'(\Lambda_0)$  рассматривается матрица  $W_1(\Lambda_0)$ , составленная из абсолютных значений величин матрицы  $W$ :

$$W_1(\Lambda_0) = |f'(\Lambda_0)| = \begin{pmatrix} \left| \frac{\partial f_1}{\partial \lambda_1} \right| & \left| \frac{\partial f_1}{\partial \lambda_2} \right| & \dots & \left| \frac{\partial f_1}{\partial \lambda_n} \right| \\ \left| \frac{\partial f_2}{\partial \lambda_1} \right| & \left| \frac{\partial f_2}{\partial \lambda_2} \right| & \dots & \left| \frac{\partial f_2}{\partial \lambda_n} \right| \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \left| \frac{\partial f_m}{\partial \lambda_1} \right| & \left| \frac{\partial f_m}{\partial \lambda_2} \right| & \dots & \left| \frac{\partial f_m}{\partial \lambda_n} \right| \end{pmatrix}. \quad (1.17)$$

Используя матрицу  $W_1(\Lambda_0) = |f'(\Lambda_0)|$ , формируется квадратная матрица Якоби  $W_2(\Lambda_0)$  размерности  $m_1 \times m_1$ , столбцы которой содержат элементы с максимальными значениями модулей производных  $\max_{i,j} \left| \frac{\partial f_i}{\partial \lambda_j} \right|$ ,  $i = \overline{1, m}; j = \overline{1, n}$ , а определитель не равен нулю. При этом  $m_1 \leq m$  и



$\Lambda_0 = (\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_{m_1})^T$  (с учетом соответствующего изменения нумерации параметров  $\lambda_j$ ). То есть, в этом случае, идентификация модели технологических процессов осуществляется с использованием матрицы  $W_2(\tilde{\Lambda}_0)$ .

При  $m > n$ , то есть когда число уравнений больше числа идентифицируемых параметров  $\lambda_j, j = \overline{1, n}$ , применяется аналогичный подход, как и для случая  $m < n$ , с той лишь разницей, что матрица  $W_2(\tilde{\Lambda}_0)$  формируются из строк матрицы  $W(\Lambda_0) = f'(\Lambda_0)$ .

Если производные  $\frac{\partial f_i}{\partial \lambda_j}$  в матрице Якоби трудно вычислить в аналитическом виде, можно использовать существующие программные реализации моделей (1.12) [1, 2] и с их помощью вычислять производные приближенно по формуле:

$$\frac{\partial f_i}{\partial \lambda_j} \cong \frac{1}{2\Delta\lambda_j} (f(X, \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_j + \Delta\lambda_j, \dots, \lambda_n, G) - f(X, \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_j - \Delta\lambda_j, \dots, \lambda_n, G)). \quad (1.18)$$

Таким образом, применяя итерационный процесс (1.15) для нахождения значений идентифицируемых параметров, можно осуществить идентификацию математических моделей технологических процессов в энергетическом оборудовании ТЭС и АЭС, что позволит повысить адекватность моделей, а значит, и достоверность диагностических выводов при решении задач параметрической диагностики.

## **1.4. Применение методов интервальной статистики для диагностики параметров состояния оборудования энергоблоков электростанций**

Одними из наиболее важных и актуальных проблем тепловой и атомной энергетики являются задачи оптимизации планирования и организации ремонтных работ на энергоблоках электростанций и расчета их коэффициентов готовности на основе результатов диагностики технического состояния оборудования. Своевременное и эффективное решение этих задач в практике эксплуатации энергоблоков ТЭС и АЭС позволяет повысить экономическую

эффективность проведения ремонтных работ и определить оптимальный резерв мощности энергосистемы, необходимый для компенсации недовыработки электроэнергии из-за простоя энергоблоков во время ремонтов, обеспечив, таким образом, стабильность работы энергосистемы [22-24].

Опыт эксплуатации ряда зарубежных АЭС и ТЭС, показатели коэффициента использования установленной мощности которых уже на протяжении многих лет остаются достаточно высокими, показывает, что достижение столь высоких показателей обусловлено, главным образом, внедрением организационно-технических мероприятий по сокращению и оптимизации продолжительности и объемов ремонтных работ [25]. При этом реализация концепции ремонтов по техническому состоянию возможна, в том числе, и за счет применения всесторонних и эффективных систем диагностики.

Внедрение ремонтов энергоблоков по техническому состоянию оборудования в эксплуатационную практику на ТЭС и АЭС во многом зависит от определения достаточного для принятия решений объема диагностических признаков, их идентификации и методов обработки. В процессе эксплуатации технические системы и оборудование энергоблоков подвергаются влиянию значительного количества возмущающих факторов, часто стохастических по своей природе, происходит рассеивание параметров технического состояния диагностируемого оборудования, имеет место фактор неопределенности. Поэтому адекватность диагностических моделей, обоснованность принятия решений о выведении оборудования в ремонт и определение оптимальной длительности межремонтного периода зависят от учета нечеткой информации о состоянии оборудования и ее суммарной неопределенности, которая накапливается за время эксплуатации.

Техническое состояние оборудования энергоблока в период эксплуатации определяется значениями множества диагностических признаков (функций)  $D(W)$ , которые являются мерами качества его функционирования в момент времени  $\tau_j, \tau_j \in [\tau_0, \tau]$ . Автоматизированную диагностику технического состояния оборудования энергоблока ТЭС и АЭС можно проводить с помощью математических моделей технологических процессов, происходящих в оборудовании и объединенных в имитационную модель энергоблока [1, 2, 26]. Имитационная модель энергоблока, организованная в

виде логико-числовых операторов расчета параметров технологических процессов, позволяет определять технико-экономические показатели работы энергоблока и взаимное влияние параметров оборудования. Анализ этих данных в конкретных условиях эксплуатации позволяет определить наиболее существенные постоянные и изменяющиеся параметры и сформировать характеристики прогнозного фона.

Среди критериев, по которым принимается решение о ремонте в связи с техническим состоянием систем и оборудования, важным показателем является влияние на эффективность выработки электрической и тепловой энергии изменения их параметров и отказ оборудования. Определив на основании данных интегральных эксплуатационных характеристик энергоблоков [1, 27] темп снижения (относительно среднего уровня) показателей эффективности функционирования систем и оборудования, можно установить оптимальные сроки службы, спрогнозировать длительность межремонтных периодов и срок экономически обоснованного выведения их в ремонт. При прогнозировании технико-экономического уровня состояния оборудования энергоблоков анализ его поведения в конкретных условиях эксплуатации позволяет выделить наиболее существенные (информативные) постоянные и переменные параметры, сформировать характеристики прогнозного фона и получить, таким образом, достаточный объем диагностических признаков. С помощью эксплуатационных характеристик можно ранжировать параметры по степени их влияния на состояние технических систем и оборудование энергоблоков [1, 28].

Процесс автоматизированной диагностики технического состояния оборудования энергоблоков ТЭС и АЭС, можно представить следующей процедурой:

- планирование и организация серии проверок  $\Pi = \{\pi_1, \dots, \pi_l\}$ , представляющих собой эксперименты на имитационной модели энергоблока  $A_k, k = \overline{1, l}$  для всего диагностируемого оборудования;
- определение в процессе эксплуатации на основе показаний контрольно-измерительных устройств системы тепловой автоматики и измерений энергоблока значения входного влияния  $Y_k, k = \overline{1, l}$ , в виде исходных дан-

ных поступающего в имитационную модель энергоблока, и отклика модели на это влияние как значения диагностической функции  $D(W(Y_k))$  (результат проверки). С этой целью предварительно решается задача оптимизации выбора проверок, определяющих техническое состояние оборудования энергоблока: общее количество проверок должно быть минимальным  $\Pi \rightarrow \min$ , а каждая проверка  $\pi_k, k = \overline{1, l}$  должна содержать максимально возможное количество информации  $I_{\pi_k} \rightarrow \max$ ;

- сопоставление значений диагностических функций  $D(W(Y_k))$ , полученных в результате имитационного эксперимента на имитационной модели энергоблока, с их измеренными и нормативными значениями с целью диагностического вывода о причинах и факторах изменений технического состояния оборудования и определения времени, остающегося до его отказа.

Измерение технологических параметров с помощью контрольно-измерительных приборов в процессе эксплуатации энергоблока осуществляется обычно в условиях различных случайных помех и погрешностей. Учитывая это, результаты измерений многопараметрической диагностической функции  $W$  в фиксированный момент времени  $\tau_j$  на работающем оборудовании можно считать интервальным оцениванием, то есть интервалом между статистиками, содержащими с определенной вероятностью действительное значение  $W$ . Таким образом, измеряемую функцию  $W$  можно считать случайной величиной из выборки измерений  $n$  с неизвестным средним  $\mu$ . В вероятностной теории математической статистики выборка – набор независимых в совокупности одинаково распределенных случайных величин. Однако тщательный анализ большинства реальных практических задач показывает, что известной является не выборка  $W_i^l$ , а величины  $W_i^{l*} = W_i^l + \varepsilon^l$ , где  $\varepsilon^l$  – определенные погрешности измерений, наблюдений, анализа, экспериментов, исследований (например, инструментальные погрешности). Таким образом, важным при построении статистики, на которой базируются статистические выводы и которая применяется для оценивания параметров, характеристик распределения и проверки гипотез,

является соблюдение принципа, что известным является значение статистики от переменной  $W_i^*$ , а не  $W_i$  [29]. Если погрешности удовлетворяют условию  $\forall l: |\varepsilon^l| \leq \Delta$ , то начальные данные изображаются в виде интервалов  $[W_i^l - \Delta; W_i^l + \Delta]$ , причем ограничение на погрешности можно задавать разными способами – кроме абсолютных применяются относительные, а также другие показатели отличия  $W_i^*$  от  $W_i$ .

Применение методов интервальной статистики определяет доверительный интервал для математического ожидания  $\mu$  для заданной доверительной вероятности  $(1-\alpha)$  так:  $\left[ \mu - \Delta - u(\alpha-1) \frac{S}{\sqrt{n}}; \mu + \Delta + u(\alpha-1) \frac{S}{\sqrt{n}} \right]$ ,

где  $u(\alpha-1)$  – квантиль порядка  $\frac{\alpha}{2}$  стандартного нормального распределения с нулевым математическим ожиданием и единичной дисперсией. То есть, при увеличении объема выборки длина доверительного интервала не может быть меньше  $2\Delta$ . Следует отметить, что важным преимуществом оценки  $\mu$  таким способом не является лишь увеличение интервала и учет, таким образом, погрешностей наблюдений, но и то, что распределения результатов наблюдений во многих практических задачах чаще всего отличаются от нормальных.

В процессе диагностики проводится сравнение осредненного результата измерений диагностической функции  $\bar{W}_{\text{изм}}$  и вычисленного с помощью имитационной модели энергоблока значения этой же функции  $W_\Sigma$ , представляющего собой сумму влияний отдельных возможных причин (позитивный результат проверки  $\pi_k$ ) в момент времени  $\tau_j$ , соответствующему проведенным измерениям. Для этого применяется статистическая теория

проверки альтернативных гипотез 
$$\begin{cases} H_0 : W_\Sigma = \bar{W}_{\text{изм}} \\ H_1 : W_\Sigma \neq \bar{W}_{\text{изм}} \end{cases}.$$

Подход статистики интервальных данных в задаче проверки статистических гипотез позволяет учесть погрешности измерений и заключается в

следующем. Выборочное значение статистики применяемого критерия может принимать любое значение в интервале длиной в две нотны (нотна – величина максимально возможного отклонения, вызванного погрешностями наблюдений  $\varepsilon$ :  $N(\varphi(W_i)) = \sup_{\varepsilon} |\varphi(W_i) - \varphi(W_i^*)|$ ,  $\varphi$  – статистика). Если принятие решения основано на критерии Стьюдента, то статистика с учетом зависимости от измеренных  $W_i^*$ , а не от истинных  $W_i$ , равна  $t_0(W^*) = \frac{\sqrt{n}}{\nu}$ , где  $\nu = S(W^*) / |W_{\Sigma}^* - \bar{W}_{\text{изм}}|$  – выборочный коэффициент вариации. Интервал изменения статистики  $[t_0(W^*) - N_{t_0}(W^*); t_0(W^*) + N_{t_0}(W^*)]$  и нотна для  $t_0$  определяется через нотну для выборочного коэффициента вариации  $N_{t_0}(W^*) = \frac{\sqrt{n}}{\nu^2} N_{\nu}(W^*)$ . Соответственно значение порога  $C$  выбранного критерия, определяющего отклонение или принятие нулевой гипотезы (в классическом случае для критерия Стьюдента величина  $t_{n-1}^{1-\alpha/2}$ ), находится в интервале  $[C - N_{t_0}(W^*); C + N_{t_0}(W^*)]$ , а уровень значимости критерия находится в пределах  $\alpha \in (1 - p(C + N_{t_0}(W^*)); 1 - p(C - N_{t_0}(W^*))$ ). Поэтому, учитывая погрешности измерений, целесообразно заменить  $C$  на  $C + N_{t_0}(W^*)$ . Это гарантирует вероятность отклонения нулевой гипотезы, при условии, что гипотеза верна, не большую  $\alpha$ .

Для определения зависимостей, описывающих изменение технического состояния и надежность работоспособности оборудования, а также времени, оставшегося до его отказа, с целью планирования сроков и длительности ремонтов и вычисления коэффициента готовности энергоблоков предлагается следующий подход.

На прогнозируемом временном интервале эксплуатации энергоблока параметры его оборудования  $X_r, r = \overline{1, m}$  подлежат эволюции в результате изменения технического состояния оборудования. В результате стойкости физико-химических процессов, вызывающих эти изменения, параметры

являются непрерывными и монотонными функциями времени  $\tau$ , которые можно считать полумарковскими зависимостями с известными аппроксимациями их реализаций [30].

В разделе 1.2 уже отмечалось, что эти аппроксимации представляются различными функциями. Для наиболее часто встречающихся в практике эксплуатации оборудования энергоблоков ТЭС и АЭС, это линейные и экспоненциальные функции [12], которые записываются соответственно, как  $x_r(\tau) = \alpha_r + \beta_r \cdot \tau$  и  $x_r(\tau) = c_r \cdot e^{\gamma_r \tau}$ , где  $r = \overline{1, m}$ .

С началом эксплуатации оборудования в момент времени  $\tau_0 = 0$ , с помощью штатной или специальной системы контрольно-измерительных устройств энергоблока и его имитационной модели предложенным в разделе 1.2 методом осуществляется диагностика технического состояния оборудования во всем временном интервале эксплуатации  $\delta\tau = \tau - \tau_0$  и, таким образом, последовательно наблюдаются реализации функций  $x_r(\tau), r = \overline{1, m}$  до конца прогнозируемого интервала эксплуатации  $\tau$ . По полученным в процессе наблюдений в точках  $\tau_j, \tau_j \in [\tau_0, \tau]$  дискретным значениям реализаций, выбираются лучшие экстраполяционные кривые  $x_r(\tau), r = \overline{1, m}$ , то есть вычисляются коэффициенты  $\alpha_r, \beta_r$  или  $c_r, \gamma_r$  аппроксимационных зависимостей, причем каждые новые значения наблюдаемых реализаций уточняют кривые прогноза  $x_r(\tau), r = \overline{1, m}$ . Точка достижения функцией  $x_r(\tau), r = \overline{1, m}$ , описывающей изменение технического состояния диагностируемого оборудования, заданных границ  $g_r, r = \overline{1, m}$ , определяющих предельные значения этой функции, исходя из технико-экономических показателей энергоблока или надежности его работы, интерпретируется как работа оборудования до отказа. Это позволяет определить время  $\Delta\tau = \tau^* - \tau_j$ , оставшееся до момента необходимого ремонта оборудования (до его отказа)  $\tau^*$  от момента диагностики технического состояния  $\tau_j$ .

Зависимости  $x_r(\tau), r = \overline{1, m}$ , построенные для всей совокупности эксплуатируемого оборудования, составляют базу данных эволюций параметров со-

стояния и надежности оборудования для конкретных типов энергоблоков ТЭС и АЭС и условий их эксплуатации. Такая база может быть применена на разных этапах жизненного цикла энергоблоков, в том числе для планирования длительности ремонтных работ на электростанциях и определения коэффициента использования установленной мощности, коэффициента готовности.

В качестве критерия, по которому проводится планирование продолжительности ремонтных работ, выступают экономические показатели в виде суммарных затрат (потерь) электростанции  $Z_{п.р.}$ , связанных с ремонтами энергоблоков [31]:

$$Z_{п.р.} = Z_э + Z_п + Z_м + Z_р, \quad (1.19)$$

где  $Z_э$  – затраты (потери), обусловленные недовыработкой электроэнергии из-за простоя энергоблоков во время ремонтов и зависящие от целого ряда технико-экономических факторов (уровня энергопотребления в энергосистеме во время ремонтов, возможных штрафных санкций за превышение сроков ремонтов и др.);  $Z_п$  – затраты на подготовительные работы, предшествующие ремонту;  $Z_м$  – затраты на ремонтные материалы и запасные части;  $Z_р$  – затраты на непосредственное проведение ремонтных работ.

Продолжительность планируемых ремонтных работ является функцией затрат на них  $\tau_{п.р} = f(Z_{п.р})$  и удовлетворяет соотношению  $\tau_{п.р} \geq \tau_{п.р\min}$ , где  $\tau_{п.р\min}$  – минимально возможная продолжительность ремонта энергоблока.

Время  $\Delta\tau$ , оставшееся до отказа оборудования энергоблока от момента диагностики его технического состояния, и продолжительность планового ремонта  $\tau_{п.р}$  определяют коэффициент готовности энергоблока  $K_г$ ,

являющийся одним из показателей надежности, по известной формуле:

$$K_г = \frac{\Delta\tau}{\Delta\tau + \tau_{п.р}}. \quad (1.20)$$

Минимально возможная продолжительность ремонта энергоблока  $\tau_{п.р\min}$  определяется, в основном, исходя из следующих технологических и экономиче-



ских предпосылок: ремонтные работы не могут быть выполнены быстрее, чем за время  $\tau_{п.рmin}$  из-за отсутствия на электростанции соответствующих ремонтных технологий; при  $\tau_{п.р} = \tau_{п.рmin}$  затраты на непосредственное проведение ремонтных работ  $C_0$  максимальны; затраты на подготовительные работы, предшествующие ремонту,  $C_1$  также, как правило, максимальны; потери обусловленные недовыработкой электроэнергии  $Z$ , минимальны; затраты на ремонтные материалы и запасные части  $C_1$  не зависят от сроков ремонта.

При увеличении планируемой продолжительности ремонта оборудования  $\tau_{п.р}$  по сравнению с  $\tau_{п.рmin}$  происходит уменьшение коэффициента готовности энергоблока на величину  $\Delta K_r$  в соответствии с зависимостью

$$\Delta K_r = \frac{\Delta \tau (\tau_{п.р} - \tau_{п.рmin})}{(\Delta \tau + \tau_{п.рmin})(\Delta \tau + \tau_{п.р})}. \quad (1.21)$$

По этой причине увеличение продолжительности планируемых ремонтных работ на остановленных энергоблоках электростанций приводит к снижению надежности энергоблоков ТЭС и АЭС по такому показателю как коэффициент готовности  $K_r$ .

Предложенные методы и подходы позволяют повысить адекватность диагностических моделей и могут быть реализованы в специализированных программно-технических средствах, входящих в состав АСУ ТП энергоблоков ТЭС и АЭС, для диагностики технического состояния оборудования, планирования продолжительности ремонтных работ и расчета коэффициентов готовности энергоблоков.

## Глава 2

# АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ, МОДЕЛЕЙ И ПОДХОДОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ ОПТИМАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРУЗОК МЕЖДУ ЭНЕРГОБЛОКАМИ

## ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ, ИХ ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ

В общем виде задача оптимального распределения нагрузок между энергоблоками электростанций – это задача отыскания такого распределения нагрузок, при котором критерий оптимальности в виде удельного расхода теплоты  $q$  (или топлива) на выработку заданного количества электроэнергии  $N$  достигал бы своего минимума:

$$q = f(N) \rightarrow \min.$$

Задача выбора оптимального распределения нагрузок на работающем оборудовании электростанций, обеспечивающего минимальный суммарный расход теплоты (топлива), возникла вместе с развитием электростанций и энергосистем. Первые работы в этом направлении появились уже в тридцатые годы XX века [32]. В этих исследованиях впервые были сформулированы основы расчета оптимальных режимов энергетического оборудования, явившиеся началом исследований подобного рода. Начиная с этого периода времени, идет непрерывный процесс совершенствования методов расчета и поиска рациональных подходов к решению рассматриваемой задачи.

Основными требованиями, предъявляемыми к решению задачи оптимизации режимов работы энергетического оборудования и электростанций, являются: учет реального состояния оборудования и его характеристик, высокая надежность, быстроедействие, обеспечивающее возможность управления режимами работы электростанций, достижение требуемой точности конечных результатов расчета.

Параметры и характеристики основного и вспомогательного оборудования энергоблоков АЭС и ТЭС, элементов их тепловых схем изменяются в процессе эксплуатации в результате действия различных факторов. Факторы, оказывающие влияние на электрическую мощность  $N$  и тепловую экономичность  $q$  энергоблока, можно разбить на следующие основные группы:

- энергосистемные условия, определяющие график электрической нагрузки во времени;

- условия отпуска теплоты, определяющие график теплофикационной нагрузки, количество и качество пара, отпускаемого потребителям;
- условия циркуляционного водоснабжения, определяющие давление в конденсаторах (температура и качество охлаждающей воды, периодичность чистки трубных пучков конденсаторов и т.д.);
- эксплуатационные ухудшения экономических характеристик проточной части турбины, теплообменного оборудования, насосов и т.п. в результате изменения их состояния в межремонтный период;
- показатели надежности основного и вспомогательного оборудования, которые определяют необходимость плановых и аварийных отключений этого оборудования.

Оценить результат воздействия перечисленных факторов на основные показатели выработки электрической и тепловой энергии позволяют эксплуатационные (энергетические) характеристики энергоблоков. Они являются исходной информацией при решении задач поиска оптимальных режимов управления работой энергетического оборудования, в том числе и задач оптимального распределения нагрузок между энергоблоками АЭС.

Несмотря на большое количество научно-исследовательских работ по вопросу построения моделей энергетических характеристик для оптимального распределения нагрузок между энергоблоками в пределах одной станции, до сегодняшнего дня реализация и широкое внедрение оптимальных режимов работы сдерживается имеющимися трудностями методологического характера. Их анализ позволяет сформулировать ряд проблем, получивших наибольшее распространение:

- проблема выбора из множества управляемых параметров наиболее значимых для определения реального технического состояния оборудования;
- построение не только нормативных эксплуатационных (энергетических) характеристик энергоблоков на номинальных режимах работы, но и таких эксплуатационных характеристик, которые бы адекватно описывали состояние оборудования при работе в режимах, отличных от номинальных, то есть на частичных нагрузках;

- получение математических моделей систем и оборудования энергоблоков электростанций и постановка задачи их оптимизации в условиях неопределенности информации (при неточном задании исходных данных);
- проблема многокритериальной постановки задачи (учет фактора надежности работы систем и оборудования, экологические ограничения, оптимизация комплекса режимных параметров каждого энергоблока и другие);
- зависимость вида эксплуатационных характеристик от уровня детализации (блочный или общестанционный), на котором осуществляется постановка и решение оптимизационной задачи, и другие проблемы.

Решение проблемы методологического характера – выбора математического метода решения – непосредственно определяется постановкой задачи, а также используемой математической моделью объекта оптимизации.

## **2.1. Методологические подходы к решению задачи управления распределением нагрузок между энергоблоками электростанций**

Для решения задачи оптимального распределения нагрузок между энергоблоками электростанций разными авторами использовались различные методологические подходы.

Известно, что энергоблоки АЭС и ТЭС характеризуются сложной тепловой схемой и разнообразием основного и вспомогательного оборудования. Получение эксплуатационных характеристик отдельных систем и оборудования, описывающих влияние изменения параметров технологических процессов на технико-экономические показатели выработки электроэнергии энергоблоком, является достаточно сложной задачей, так как экономичность оборудования, особенно при работе на частичных режимах, зависит от большого числа факторов.

В работе [33] рассматривается методика выбора оптимальных параметров и метод итерационного решения внутростанционной задачи оптимального распределения нагрузки между генерирующими мощностями. На первой итерации производится распределение нагрузки на базе нормативных эксплуатационных характеристик отдельных энергоблоков в виде зависимости рас-

хода теплоты или топлива от электрической мощности, полученных при номинальных начальных и конечных параметрах пара. Затем осуществляется поиск оптимальных начальных и конечных параметров пара в реальных условиях работы каждого энергоблока, с учетом которых на следующей итерации проводятся коррекции характеристик и повторное оптимальное распределение нагрузки. Итеративный процесс продолжается до получения достаточно близких решений между двумя последующими итерациями. Таким образом, автором из множества управляемых параметров в качестве наиболее значимых были выбраны начальное давление свежего пара, давление пара в конденсаторе, температура свежего пара, температура уходящих газов.

Для промышленно-отопительных ТЭЦ с поперечными магистралями в [34] на основе обобщенного анализа функционирования подогревателей высокого давления в различных режимах работы построены эксплуатационные характеристики теплофикационных турбоустановок с учетом влияния распределения потоков питательной воды. При расчете поправок к названным характеристикам автор предлагает использовать математическую модель расчета гидравлической схемы питательного тракта, которая также может быть включена в расчет эксплуатационных характеристик турбин и котлов при их компьютерном моделировании. В основу решения задачи распределения нагрузок положен прием декомпозиции исходной схемы ТЭЦ с целью снижения размерности оптимизационной задачи, что позволило использовать аппарат динамического программирования для малого числа турбоагрегатов при распределении не более двух видов нагрузки.

В качестве критерия оптимизации при работе по тепловому графику принят удельный расход теплоты на группу оборудования

$$q = \left( \sum_i Q_i \right) / \left( \sum_i N_i \right) \rightarrow \min, \quad \text{где } Q_i - \text{тепловая нагрузка } i\text{-го агрегата;}$$

$N_i$  – электрическая нагрузка  $i$ -го агрегата.

Для поиска глобального экстремума в [34] строится итерационная схема последовательного решения частных задач.

Состояние любой сложной технической системы нельзя определить точнее, чем это обусловлено ее теоретико-экспериментальной базой. Из-за сложности технических систем, холярхии моделирующих их комплексов,

а также шумового фона фактическая неопределенность будет гораздо выше базовой и должна оцениваться на каждом этапе моделирования. И потому в задачах оптимизации построение модели описания факторов неопределенности играет очень важную роль. Методологически целесообразно различать три основные ситуации: стохастическое, статистическое, интервальное и нечеткое описания [35, 36]. Первое используется, когда факторам неопределенности можно приписать вероятностный, случайный характер. Случайные факторы могут быть полностью стохастически описаны, если задана их плотность вероятности. Исходя из этого, некоторые специалисты рассматривают эту ситуацию как детерминированную [35]. Статистическое описание применимо, когда модель объекта определяется по результатам выборочных экспериментов в условиях действия случайных помех и ошибок, а потому получают лишь оценки математического ожидания и дисперсии. Интервальное представление факторов неопределенности в последнее время привлекает все большее внимание как наименее ограничительное. В случаях, когда даже гипотетически нельзя предположить возможность многократного проведения эксперимента и относительно факторов неопределенности ничего неизвестно, кроме их свойства быть ограниченными, естественной моделью описания факторов является их представление в интервальной форме.

В работе [37] предлагается методика математического моделирования и оптимизации работы энергоблоков с учетом того, что параметры используемых моделей известны с точностью до интервала. В ней авторами в результате статистического анализа данных, полученных при натурных испытаниях энергоблоков, создается модель, и используются доверительные интервалы для всех коэффициентов регрессионных полиномов. С помощью интервального анализа [38] минимизируется интервальная функция с интервальными ограничениями. Методика минимизации обеспечивает уменьшение как среднеинтервальных значений, так и ширины интервала по мере продвижения к минимуму. Интервалы сравниваются на основе теоретико-вероятностного подхода. Разработанная методика позволяет при решении задачи оптимизации совместной работы энергоблоков получать результаты, которые, по мнению автора, более отвечают реальной ситуации, чем полученные при исполь-

зовании традиционных подходов, когда при расчетах недостаточно точно известные параметры заменяются их средними значениями и может произойти потеря весьма полезной информации.

Форма нечеткого описания факторов неопределенности использует методы теории нечетких множеств. В работе [39] используются элементы нечетко-интервальной математики, обобщается обычный интервальный подход [37] и новый подход позволяет трансформировать частотные распределения в нечеткие интервалы с минимальной потерей информации [40]. Регрессионные зависимости в соответствии с принципом расширения Л. Заде заменяются их нечетко-интервальными аналогами. В качестве алгоритма оптимизации используется метод случайного поиска – «прямые выборочные процедуры с уменьшением интервала». Реализация метода была осуществлена при поиске оптимальных режимов работы котельных установок с целью максимизации их КПД, но в силу своей общности, по утверждению авторов, метод может применяться и в других задачах оптимизации режимов работы энергетического оборудования.

Для планирования основных производственных показателей, включая оптимизацию распределения нагрузки между электростанциями энергосистемы, в основном используются вариантные расчеты, которые представляют собой однофакторные эксперименты. Эта методика не позволяет оценить ожидаемые значения интегральных технико-экономических показателей при существующей неопределенности в значениях целой системы определяющих параметров. Авторы работы [41] предлагают использовать аппарат интервальной математики для формализации вариантных расчетов. Задача оптимального распределения нагрузок представлена в этой работе как «минимаксная» задача поиска, а построенная модель удельного расхода условного топлива позволяет свести задачу оптимизации к задаче линейного программирования по вектору нагрузок.

В исследовании [42] поиск оптимального решения в задаче распределения нагрузок между конденсационными энергоблоками ТЭС с турбинами К-200-130 и К-210-130 проведен с учетом погрешностей расходных характеристик энергоблоков, математические модели которых построены на основе статистической обработки результатов пассивного эксперимента. В процессе

решения вводятся значения относительных погрешностей измерения для удельного расхода твердого топлива на отпущенную электроэнергию  $\delta_b$  и для электрической мощности  $\delta_N$ . В интервале неопределенности расходной характеристики  $B(N)$ , определяемом абсолютной погрешностью расхода топлива на отпуск электроэнергии  $B(N)\sqrt{\delta_N^2 + \delta_b^2}$ , авторами были построены характеристики с максимальной и минимальной крутизной в заданном коридоре:

$$\left[ B(N) - B(N)\sqrt{\delta_N^2 + \delta_b^2}; \quad B(N) + B(N)\sqrt{\delta_N^2 + \delta_b^2} \right].$$

В результате оптимального распределения нагрузок с учетом погрешностей расходных характеристик энергоблоков оператору АСУ ТП выдаются не жесткие рекомендации по нагрузке, а предлагается некоторый диапазон электрической нагрузки, в пределах которого и следует нагружать каждый блок. Регрессионные уравнения расходных характеристик, построенные авторами по результатам пассивного эксперимента, могли бы быть более точными при проведении активного эксперимента. Распределение нагрузок между энергоблоками проводилось методом динамического программирования [42, 43].

Методика выбора состава генерирующего оборудования конденсационных электростанций и оптимального распределения электрической нагрузки между энергоблоками при покрытии суточных графиков электрической нагрузки, учитывающая индивидуальные характеристики каждого энергоблока по экономичности, надежности и маневренности представлена в работах [44-47].

Задача распределения электрической и тепловой нагрузки между  $n$  энергоблоками в [46] формулируется как многокритериальная задача статической оптимизации, включающая подзадачу оптимизации режимных параметров энергоблоков станции (решение, получаемое при оптимизации комплекса режимных параметров, является основой для решения задачи о распределении нагрузок); в качестве критериев выбраны критерии оптимальности по расходу топлива, надежности и экологическим показателям. В первых двух критериях расходные характеристики и характеристики надежности энергоблоков являются функциями режима работы станции, электрической и тепловой мощности энергоблоков и комплекса режимных параметров энер-



гоблоков, зависящих, в свою очередь, от нагрузок энергоблоков и в общем случае требующих подбора оптимальных значений. Экологические показатели – функции режима работы станции, электрической и тепловой мощности энергоблоков. В качестве ограничений рассматриваются допустимые пределы нагрузок для каждого энергоблока и заданные суммарные мощности для всей станции. Авторы также предполагают включение ограничений по активным и полным мощностям энергоблоков, по числу работающих энергоблоков, по числу комбинаций включенных энергоблоков. Выбор оптимальных режимных параметров энергоблока (первый этап задачи) осуществляется путем построения обобщенной расходной характеристики блока, как функции электрической и тепловой нагрузки  $B(p, q)$ , то есть, в процессе решения следующей задачи:

$$B(p, q) = \min_{\Pi_k} \{B(p, q, \Pi_k)\},$$

где  $p$  – электрическая мощность,  $q$  – тепловая нагрузка,  $\Pi_k$  – комплекс оптимизируемых параметров.

Далее составляется функция цели как сумма полученных характеристик. Задача по определению ее минимума в данной работе решается методом динамического программирования.

Важные принципы моделирования распределенных систем управления технологическим процессом энергоблоков ТЭС, которые могут найти применение при решении задач управления энергоблоками, предусматривающих составление экономико-математических моделей на блочном и общестанционном уровнях, изложены в [48]. На основе иерархического принципа организации управления тепловой электростанцией и присущей ему схеме обращения информации в многоуровневой иерархической системе, автор предлагает критерии, облегчающие декомпозицию сложных систем, и рекомендует использовать прямую передачу на верхний уровень только тех информационных сигналов, которые связаны с определением целевой функции этого уровня или с вычислением технико-экономических показателей подчиненных объектов. Эти принципы находят отражение в данной работе при решении задачи оптимального распределения электрических нагрузок между параллельно работа-

ющими энергоблоками. Модель энергетической характеристики энергоблока с учетом влияющих факторов для решения задач оптимизации технологического процесса моноблока автор представляет в следующем виде:

$$B_T = b_0 + \sum_{i=1}^k b_i y_i + \sum_{i=1}^k b_{ji} y_j y_i ,$$

где  $B_T$  – расход топлива.

В качестве таких определяющих факторов, применительно к энергоблоку ТЭС мощностью 210 МВт, рассматриваются электрическая мощность, избыточное содержание кислорода в дымовых газах, температура уходящих газов, температура циркуляционной воды на входе в конденсатор, давление пара в конденсаторе, температура первичного перегрева пара.

Блочная модель, применяемая на верхнем уровне, представлена в упрощенном виде:

$$B_{Ti} = b_{0i} + b_{1i} N_i + b_{2i} N_i^2 .$$

Это выражение используется как одна из составляющих семейства моделей по расходу топлива, образующих следующую целевую функцию на станционном уровне ( $n$  энергоблоков):

$$B_{T\Sigma} = \sum_{i=1}^n B_{Ti} = \sum_{i=1}^n b_{0i} + \sum_{i=1}^n b_{1i} N_i + \sum_{i=1}^n b_{2i} N_i^2 ,$$

где  $B_{T\Sigma}$  – суммарный расход топлива.

В работе [49] рассматривается решение задачи распределения нагрузок между турбоагрегатами АЭС с произвольной формой расходных характеристик, при условии, что последние корректируются с учетом отклонений режимных параметров и признаков состояния тепловой схемы по поправочным кривым, прилагаемым к типовой характеристике. Алгоритм решения данной задачи реализован с использованием метода динамического программирования.

В качестве критерия управления в задаче оптимального распределения нагрузок в работе [50] выбран минимум суммарных затрат топлива на выра-

ботку заданного количества электроэнергии, причем расходные характеристики по каждому энергоблоку задаются графически или аналитически, автономные ограничения нагрузок каждого энергоблока связаны с особенностями режимов работы и эксплуатационными факторами. Решение задачи распределения нагрузок достигается на основе метода неопределенных множителей Лагранжа. Функция Лагранжа, составляемая для решения данной задачи, включает только ограничения по нагрузке, задаваемые в виде равенств. Ограничения минимальной и максимальной нагрузок энергоблоков, задаваемые в виде неравенств в уравнение не включаются, и поэтому необходимо постоянное сопоставление получаемых оптимальных значений мощностей отдельных энергоблоков с заданными ограничениями и их перерасчет.

Результат разработки информационных средств оптимизации распределения тепловой и электрической нагрузок на ТЭС на основе непараметрических моделей эксплуатационных (энергетических) характеристик турбоустановок представлен в работе [51]. В качестве критерия эффективности используется суммарный расход теплоты, а ограничения определяются заданиями на выработку теплоты и электроэнергии; поиск решения осуществляется методом динамического программирования.

Метод динамического программирования применялся и для решения задачи распределения тепловых нагрузок при работе турбин ТЭЦ по тепловому графику [52]. На основе этого же метода Московским энергетическим институтом разработан программный комплекс для расчета оптимального распределения электрических нагрузок между параллельно работающими энергоблоками ТЭС. Программный комплекс работает в диалоговом режиме и предназначен для поиска оптимальных значений нагрузок при условии заданной суммарной мощности ТЭС и выбранного критерия оптимальных электрических нагрузок конденсационных энергоблоков. Критериями оптимизации могут являться:

- суммарный расход условного топлива на ТЭС;
- суммарные затраты на топливо (при одновременном сжигании несколько видов топлива).

Оптимизация проводится с помощью метода динамического программирования, не накладывающего ограничений на вид расходных характеристик энергоблоков. Программный комплекс может применяться на электро-

станциях с конденсационными энергоблоками, участвующими в регулировании мощности энергосистемы. Программный комплекс включает в себя два раздела:

- «Характеристики (просмотр и коррекция)» – процедура, позволяющая производить просмотр, коррекцию и внесение дополнительной информации в базу данных каждого энергоблока, а также просмотр и коррекцию общестанционных данных;

- «Расчет распределения нагрузки» – выполнение расчетов оптимальных нагрузок энергоблоков, расхода топлива каждым энергоблоком, суммарных затрат на топливо, выбросов в атмосферу, платы за выбросы.

Основным режимом работы программного комплекса является режим оптимизации. В данном режиме осуществляется: ввод значения заданной нагрузки; ввод информации о работе энергоблоков (состояние энергоблоков, допустимый диапазон изменения нагрузки для каждого энергоблока, топливный режим на каждом энергоблоке, наличие тепловой нагрузки, режим работы в однокорпусном режиме для дубль-блоков); вывод результатов расчета. Также предусмотрен учет текущего фактического состояния оборудования – отклонение ряда технологических параметров от номинальных значений из-за текущего технического состояния оборудования. По результатам расчетов выдается следующая информация: заданная нагрузка станции, для которой выполнен расчет; данные по оптимальному распределению нагрузки между энергоблоками.

В работе [53] авторами решалась задача распределения нагрузки между группой котлов, состоящей из двух и более одинаковых агрегатов, а также между разными котлами, работающими на общую нагрузку котельной. В результате анализа зависимости КПД котельной от ее производительности, который предлагается осуществлять с помощью метода динамического программирования, определяются очередность пуска и останова каждого котла, критические значения нагрузки котельной, при которых осуществляется изменение состава работающих котлов, рассчитываются значения производительности каждого из котлов, обеспечивающие требуемую нагрузку котельной при ее максимальном КПД. Рассматриваемая методика применима и

для других параллельно работающих энергетических объектов: насосов с регулируемой частотой вращения, групп котельных и т.п.

Приведенные многочисленные примеры показывают, что метод динамического программирования достаточно часто находит применение при решении задач оптимального распределения нагрузок между энергоблоками, особенно в ситуациях работы энергоблоков в режиме «пуска» или «останова». Между тем, объем вычислений по схеме динамического программирования возрастает экспоненциально в зависимости от размерности задачи, которая определяется количеством параметров состояния, то есть числом ограничений минимального и максимального значений электрической мощности для каждого энергоблока. Таким образом, при наличии более трех параметров состояния, задачу практически невозможно решить.

В работе [54] представлены результаты использования метода перебора вариантов и метода относительных приростов [55, 56] для оптимизации распределения электрической, теплофикационной и производственной (на собственные нужды) нагрузок между турбоагрегатами. Турбоагрегаты разбиты на три группы. Оказалось, что если рассматривать распределение нагрузки между тремя группами (в группах объекты идентичны) по трем параметрам, то метод перебора всех вариантов предпочтительней, так как требуется меньше времени на оптимизацию по сравнению со вторым методом. Это связано с большим дроблением оптимизационной задачи на отдельные части, хотя, когда в работе находятся все турбоагрегаты, скорость (время) оптимизации становится примерно равной. При использовании метода рассматривались математические модели диаграмм режимов работы турбоагрегатов. Метод относительных приростов позволяет распределять три вида нагрузки между большим количеством объектов, но на это требуется больше времени. Данный метод более динамичен по сравнению с первым методом, так как позволяет работать не только с математическими моделями диаграмм режимов работы турбоагрегатов, но и с математическими моделями реально действующих объектов. Автор приходит к выводу, что самый лучший вариант при поставленной задаче оптимизации – комбинирование методов. Вначале целесообразно проводить распределение методом перебора всех вариантов, выбирая тот, который лучше всего подходит

для предварительного распределения нагрузки, а затем воспользоваться методом относительных приростов. Первым методом распределяется нагрузка между группами, а вторым – в группах между турбоагрегатами.

Разработанная «теория замещения» [55] позволяет определять, какие турбоустановки и в каких пропорциях компенсируют изменения мощности каждой из них. Задача распределения электрических нагрузок, в которой критерием оптимизации является минимум расхода топлива (топливных затрат), решается с помощью введения функции Лагранжа. Множители Лагранжа имеют вполне определенный физический смысл и представляют собой осредненные для всех рассматриваемых турбоустановок значения относительных приростов затрат по нагрузке. Изменение отпуска данного вида энергии компенсируется соответствующим изменением нагрузки всех участвующих в работе турбоустановок, включая и рассматриваемую. Таким образом, в качестве балансирующей должна выступать не какая-то отдельная турбоустановка, а вся совокупность рассматриваемых установок как система. Условие оптимального распределения выработки энергии достигается в том случае, когда значения относительных приростов каждой турбоустановки приближаются к среднему относительному приросту всей группы (системы). Использование данной методики [56, 57] позволило получить обобщенные расчетные функции для определения вектора-градиента приращений нагрузок котлов и турбин электростанций с одной и двумя секциями поперечных связей по свежему пару, нагрузок для ТЭЦ наиболее сложного типа с использованием секции, имеющей поперечную связь, и автономного блочного оборудования.

Из проведенного анализа видно, что математические модели эксплуатационных характеристик и оптимизационные методы, применяемые для решения задачи распределения нагрузок между энергоблоками электростанций достаточно разнородны, поскольку их построение и выбор непосредственно связан с существующими моделями и типами оборудования энергоблоков тепловых и атомных электростанций, способами получения информации о параметрах технологических процессов в процессе эксплуатации энергоблоков и целями применения для краткосрочного, среднесрочного и долгосрочного планирования управления нагрузками. Это делает

актуальным разработку более универсальных математических подходов, методов, моделей и программных средств для автоматизации процесса управления нагрузкой энергоблоков во время эксплуатации.

С точки зрения задач управления современные энергетические объекты относятся к сложным техническим системам. Развернутая технологическая структура, характер отношений между элементами системы, наличие непрерывно происходящих взаимосвязанных процессов преобразования, передачи и перераспределения различных видов энергии, большая размерность векторов входных и выходных переменных – определяющие характеристики таких систем. Любое изменение параметра или характеристики элемента приводит к изменению характеристик всей системы. Поэтому при оптимизации работы основного и вспомогательного энергетического оборудования станций как единого комплекса нельзя не учитывать наличие этих факторов.

В настоящее время одним из наиболее распространенных аппаратов при проведении научных исследований, организации научных знаний и использовании их в процессе создания теплоэнергетических объектов и управления ими стали имитационное моделирование [58, 59] и имитационный эксперимент [60–63]. Метод имитационного моделирования не требует создания специального математического аппарата для решения каждой новой задачи и даёт возможность легко изменять значения параметров и структур рассматриваемой системы. Поэтому для решения задачи получения эксплуатационных характеристик систем и оборудования энергоблоков АЭС, описывающих влияние изменения параметров технологических процессов на технико-экономические показатели производства электроэнергии и теплоты, целесообразно использовать принципы и методы имитационного моделирования.

## **2.2. Математические модели систем и оборудования энергоблоков электростанций, применяемые для решения задач оптимизации режимов эксплуатации**

В области разработки математических моделей технологических процессов, происходящих в системах и оборудовании энергоблоков электростан-

ций во время их эксплуатации, различными авторами был создан целый ряд универсальных программ. Рассмотрим примеры моделей систем и оборудования энергоблоков, которые традиционно относят к основному оборудованию: парогенерирующих установок (парогенератор, реактор), турбоустановок, систем регенерации, конденсации и теплофикации.

### ***2.2.1. Математические модели парогенерирующих установок АЭС и их вспомогательного оборудования***

Парогенераторы являются одним из основных элементов технологических схем энергоблоков АЭС, определяющих эффективность работы атомных электростанций. Представляя собой физический барьер между радиоактивной и нерадиоактивной частями атомной электростанции, они эксплуатируются в достаточно сложных условиях с точки зрения температурного, динамического, гидравлического, коррозионного и других процессов воздействия на металл. Повреждения парогенераторов в процессе эксплуатации – наиболее часто встречающаяся причина простоев энергоблоков. Потому очевидно, что обеспечение надежности и повышение ресурса работы парогенераторов АЭС является одним из наиболее актуальных вопросов безопасной эксплуатации энергоблоков станций. Для его решения необходимо изучение закономерностей протекания температурных, динамических, гидравлических, коррозионных и других процессов в парогенераторах, а также построение их моделей. Без этого невозможно надежно и безопасно эксплуатировать, эффективно модернизировать и реконструировать парогенераторы, их отдельные системы и элементы, обоснованно выбирать и прогнозировать поведение материалов и, тем более, разрабатывать и проектировать новые современные парогенераторы АЭС.

В настоящее время накоплен большой объем данных, относящихся к опыту эксплуатации парогенераторов АЭС. Количество имеющейся и поступающей информации достаточно велико, в то время как формы её представления и структура разноплановы. Для эффективного использования данных по эксплуатации парогенераторов в ФГУП ОКБ «Гидропресс» (Российская Федерация) созданы программные средства для сбора, хранения и анализа этих данных с целью систематизации всей возможной информации



о парогенераторах АЭС с ВВЭР. Первая версия информационной системы «Парогенераторы АЭС» [38] разработана на основе опыта, полученного при создании «Международной базы данных по парогенераторам» (InterSG), разработанной в 2001 г. совместно с ИБРАЭ РАН по контракту с МАГАТЭ. Главное отличие этой системы состоит в выделении в ней отдельно проектируемого модуля, предназначенного для ввода, хранения и анализа данных вихретокового контроля. Базы данных позволяют вводить, хранить и использовать следующую информацию:

- проектные данные для всех элементов (основных и вспомогательных) каждого парогенератора;
- данные об особенностях изготовления агрегата;
- данные о механических свойствах и химическом составе материалов всех его элементов (нормативных, сертификатных и измеренных в период эксплуатации);
- данные о дефектах всех элементов парогенератора;
- данные об изменениях конструкции любых элементов;
- данные об эксплуатационных режимах;
- данные о параметрах эксплуатации;
- данные о параметрах водных режимов первого, второго контуров и продувочной воды (с минимальным интервалом – раз в смену);
- данные о проведенных технологических операциях, проводимых на парогенераторе (отмывка, очистка, дезактивация и т.п.), и их параметрах.

Базы данных, предназначенные для информации о контроле и ремонте, дают возможность хранения соответствующей графической информации.

Информационно-аналитическая система «Дефектность труб парогенераторов» [65] предназначена для решения задач систематизации данных о результатах вихретокового контроля труб.

Горизонтальные парогенераторы ПГВ-440 и ПГВ-1000, применяющиеся в настоящее время на АЭС с водо-водяными реакторами ВВЭР-440 и ВВЭР-1000, представляют собой сложные объекты для моделирования. Для моделирования этих агрегатов применяются универсальные компьютерные коды (программы), а также коды, создаваемые для расчета отдельных параметров парогенератора и решения конкретных задач. И хотя универсальные

коды включают основные фундаментальные теплогидравлические зависимости, модели, построенные таким образом, не всегда обладают достаточной степенью адекватности из-за отсутствия в кодах необходимых уравнений и корреляций, неустойчивости в некоторых случаях расчетного процесса и ограничений расчетных мощностей [66]. В модели вводятся упрощения, зачастую искажающие результат. В связи с этим возникает необходимость разработки специальных кодов для расчета отдельных параметров и описания таких специфических процессов, как распределение примесей в водяном объеме, естественная циркуляция в «невьгороженных» пучках поверхности теплообмена.

В работах [67, 68] для описания стационарных и нестационарных процессов в объеме второго контура парогенератора используются специальные компьютерные коды.

Для модернизации и дальнейшего усовершенствования конструкции ПГВ-1000 ведутся разработки надежной математической модели парогенератора, которая позволит проводить изучение влияния различных факторов на эффективность его работы. Математическая модель гидродинамики водяного объема агрегата, представленная в [69-71], основана на использовании неорганизованных контуров естественной циркуляции. В модели [72] для описания теплогидравлических процессов в парогенераторе применяются более общие методы механики многофазных сред: вода и пар рассматриваются в данной модели как отдельные фазы, для которых формулируются законы сохранения массы, количества движения и энергии, дополненные замыкающими соотношениями. Трубная система парогенератора учтена в модели за счет введения понятия пористости.

Продолжает оставаться нерешенной задача моделирования горизонтальных парогенераторов, работающих в нестационарном режиме со снижением уровня воды. В случае незначительного изменения уровня воды достаточно применить упрощенную модель (точечную или, в случае использования универсального кода, модель из двух элементов: трубного пучка и опускного участка), позволяющую определять коэффициент теплопередачи. Для моделирования ситуации с существенным понижением уровня воды необходима более сложная модель, учитывающая значительную

неравномерность распределения параметров по объему агрегата [73]. Широкому применению такого рода моделей препятствует их громоздкость и требовательность к вычислительным ресурсам.

Ряд ведущих научно-исследовательских и проектных организаций, проводя совместную работу по обоснованию соответствия международным стандартам качества в области безопасности в ядерной энергетике для парогенераторов, разработали математическую модель ПГВ-1000 [74], включающую в себя сопряжённую гидродинамическую задачу по первому и второму контурам с учётом тепловой связи через пакеты труб. При этом первый контур рассмотрен в многоканальном 1D приближении с учётом гидравлической неравномерности расходов по расчётным группам теплообменных труб. Гидродинамика рабочего тела в корпусе парогенератора представлена в 3D постановке на основе модели анизотропного пористого тела. Моделируется заполнение корпуса пакетами труб, коллекторами первого контура, погружным дырчатым листом, дистанционирующими решетками и перегородками. Внешняя обвязка включает в себя системы пароотводящего коллектора, подачи питательной воды и продувки.

В работе [75] показаны результаты моделирования пространственного распределения параметров теплоносителя второго контура в горизонтальном парогенераторе реакторной установки ВВЭР-1000. Расчеты проведены по версии компьютерного кода ATHLET 2A с использованием имеющихся в нем моделей для описания гидродинамического взаимодействия между параллельными каналами и моделей тепловых структур, связывающих первый и второй контур.

Для анализа тепло- и массообмена в парогенераторах горизонтального типа в трехмерной постановке разработан программный код STEG (steam generator) [76]. На основе решения системы нестационарных трехмерных уравнений механики многофазных сред выполняется расчет параметров пароводяной смеси в объеме второго контура. Законы сохранения массы, количества движения и энергии, формулируемые для воды и пара, дополняются замыкающими соотношениями, описывающими межфазное взаимодействие. Специально разработанная программа ПГВ-2.1 позволяет определить поле теплового потока на поверхности теплообменных труб с учетом

гидравлической неравномерности по ширине и высоте пучка труб. Для расчета паросодержаний и гидравлических сопротивлений при движении пароводяной смеси в пучке теплообменных труб в коде STEG предусмотрены эмпирические корреляции. Модель позволяет проводить тщательный анализ явлений во II контуре в стационарных условиях: расчетная схема содержит 54648 расчетных объемов, в которых реализуется разнонаправленное движение фаз. Код STEG дает возможность осуществлять расчетно-аналитические исследования по оптимизации компоновки теплообменных труб, достаточно достоверно описывать основные явления, характерные для гидродинамики II контура. Вместе с тем требуется доработка кода и увеличение числа расчетных объемов для устранения несоответствия между модельными расчетами и экспериментальными исследованиями в некоторых локальных зонах опускных коридоров.

Целый ряд работ [77-80] посвящен разработке методов и алгоритмов рационального контроля параметров парогенераторов, прогнозированию изменения параметров и управляющих воздействий парогенератора в различных режимах работы энергоблока, созданию математических моделей процессов, происходящих в парогенераторах.

Широкое применение в ядерной отрасли нашли расчетные компьютерные коды, моделирующие теплогидравлические процессы в оборудовании АЭС. Они описывают поведение систем станции в базовых, переходных и аварийных режимах, без чего невозможны безопасная эксплуатация действующих энергоблоков и проектирование новых. Достаточно широко используемые коды улучшенной оценки в основном одномерны и не могут адекватно моделировать ряд процессов, происходящих в реакторной установке: необходимы трехмерные приближения, учитывающие и маломасштабные, и крупномасштабные эффекты. Создание трехмерных кодов представляет собой серьезную комплексную проблему, так как переход от одномерной версии к трехмерной путем механического увеличения размерности невозможен. В теплогидравлических кодах TRAC [81] (США) и CATHARE [82] (Франция) трехмерные модули были разработаны для моделирования крупномасштабных многомерных эффектов (аварии с большой течью), которые не требуют весьма детальной трехмерной нодализации. Вместе с

тем часто возникающие маломасштабные явления требуют трехмерного описания. На протяжении последних 10 лет за рубежом создаются трехмерные теплогидравлические коды, позволяющие проводить анализ течений в отдельных компонентах оборудования АЭС и комплексный анализ всех систем АЭС в целом. Коды компонент (TRAC, CATHARE, RELAP5 [83, 84], ATHLET [85, 86]) осуществляют моделирование теплогидравлических процессов в активной зоне реакторов и в парогенераторах. Недостатком этих кодов является высокая требовательность к затратам времени, и потому их потенциал не может использоваться рационально: моделируются конкретные, небольшие по размеру элементы оборудования, а комплексное моделирование проводится лишь в течение ограниченного времени.

Совместной работой Научно-исследовательского технологического института им. А.П. Александрова (НИТИ, г. Санкт-Петербург, Россия), ГП ВНИИАЭС (г. Москва, Россия) и ОКБ «Гидропресс» (г. Подольск, Россия) является компьютерный код КИТ (код интегральный тяжелоаварийный) [87], представляющий собой полномасштабную модель АЭС с ВВЭР. Модель включает модели реакторной установки и всех систем энергоблока и дополнена специальными моделями процессов деградации активной зоны, поведения кориума в нижней камере и разрушения днища реактора. Код функционирует в рамках аналитического тренажера АЭС и имеет модульную структуру, что дает возможность улучшать и верифицировать отдельные модули. Основу КИТ составляют физико-химический программный комплекс СВЕЧА для активной зоны [88] и теплогидравлический программный комплекс БАГИРА [89-91]. В комплексе СВЕЧА моделируются процессы разрушения активной зоны на начальной стадии возникновения тяжелой аварии. БАГИРА – программный комплекс наилучшего приближения, позволяющий моделировать процессы, протекающие в реакторе и первом контуре реакторной установки на всех стадиях аварийных режимов, в том числе тяжелых аварий. К недостаткам упомянутого комплекса стоит отнести недостаточный уровень верификации многомерной версии кода и отсутствие целенаправленной деятельности по его дальнейшему развитию и верификации, вместе с тем несомненным преимуществом БАГИРЫ является широкий набор моделей для конкретных элементов АЭС с ВВЭР.

При тесном сотрудничестве специалистов ОКБ «Гидропресс» и НИТИ также разработан код КОРСАР (комплексный расчет атомных реакторов) [92-95], использующий современные замыкающие соотношения, имеющий хороший уровень верифицированности. На основе этого кода планируется создание комплексной расчетной модели энергоблока АЭС с ВВЭР-1500 для обоснования создания систем контроля и управления. Ставится задача поэтапного перехода от инженерных кодов, обеспечивающих консервативную оценку параметров, важных для безопасности АЭС к расчетным кодам реалистического приближения с научно-обоснованной оценкой точности расчетного прогноза.

Описанные компьютерные коды и целый ряд других математических моделей и программ парогенерирующих установок предназначены для решения узкоспециализированных задач проектирования и эксплуатации и, в целом, не могут быть непосредственно применены для разработки имитационной модели энергоблоков АЭС с ВВЭР с целью решения задачи оптимального распределения нагрузок.

### ***2.2.2. Математические модели паротурбинных установок АЭС и ТЭС***

В области математического моделирования паротурбинных установок для АЭС с ВВЭР и ТЭС, созданных на предприятиях Украины и России, также был разработан целый ряд эффективных программ.

В НПО ЦКТИ (г. Санкт-Петербург, Россия) был создан пакет программ [96], позволяющий моделировать тепловые схемы паротурбинных установок, являющихся, как и парогенерирующие установки, одним из основных элементов технологических схем энергоблоков АЭС, и проводить технико-экономические исследования. Расчет паротурбинной установки проводится либо при постоянной мощности или расходе пара на турбину, либо при заданной тепловой нагрузке парогенератора. Если расход пара на турбину не задан в исходном числовом материале, он определяется в процессе расчета всей схемы турбоустановки. Введенные «уровни» производят кодировку элементов установки. Для определения параметров пара или воды в любом элементе схемы

следует задать уровень и номер расчетной точки. Характеристики оборудования учтены в виде различных зависимостей.

В НПО ЦКТИ была также создана математическая модель технологических процессов теплоэнергетической установки [97], состоящая из моделей процессов в парогенераторах, турбоустановках и в системе «ЦНД – конденсатор»; из математического описания схемы процесса исключены элементы, характеристики которых практически не меняются при варьировании оптимизируемых параметров. Метод предназначен только для сопоставительных расчетов параметров технологических схем энергетических установок, позволяющих решать частные задачи проектирования и эксплуатации; метод не обладает структурной инвариантностью; введен ряд предположений, сильно сужающих возможности метода.

Нелинейная динамическая модель второго контура АЭС, представленная в [98] объединяет модели главного парового коллектора, системы регулирования турбины, проточной части турбины, сепаратора и промежуточного перегревателя пара, конденсатора, системы регенеративного подогрева основного конденсата и питательной воды, деаэратора, питательных насосов и системы питания парогенераторов. В модели проточной части турбины приняты допущения, не учитывающие теплообмен с окружающей средой и изменений количеств теплоты, аккумулированной в элементах турбины.

В [99-101] изложен подход к построению комплексной динамической имитационной математической модели динамики паротурбинной установки (ПТУ) в различных режимах ее работы. Модель имитирует в комплексе протекающие процессы, управляемые автоматикой и оператором. Полное описание управляемой автоматикой и оператором динамики установки предполагает наличие комплекса моделей взаимосвязанных процессов. Наиболее ответственными являются имитационные математические модели процесса расширения, теплового состояния металла ПТУ, механических характеристик и вибросостояния. Математическая модель процесса расширения пара основывается на представлении проточной части турбины как последовательности паровых объемов, разделенных сопротивлениями, и учитывает тепловое состояние металла системы «статор-ротор». Вся проточная часть разбивается на участки с постоянным расходом пара – отсеки. Для каждого парового объема

рассчитываются параметры пара, а для каждого отсека – расход и средняя температура металла ротора и статора. Модель абсолютных и относительных тепловых перемещений в системе «статор-ротор» цилиндров турбоустановки реализована на основе общих методов теории прочности и представления сложных геометрических элементов конструкций корпусов и роторов цилиндров эквивалентными стержнями и оболочками, а неравномерности распределения температур в них представлены действием эквивалентной системы сил и моментов. Имитационная математическая модель изменения виброхарактеристик турбоагрегата во всех режимах его работы реализована на основе теории колебаний для системы соединенных роторов турбины, сопряженных с ротором генератора.

Модель турбоустановки, представленная в работе [102], имеет модульную структуру, объединяет четыре взаимосвязанных модуля: «ступени турбины», «отбор пара», «сепараторы и регенеративные подогреватели», «стопорный клапан». Моделирование осуществлено с помощью разработанного авторами кода MMS.

Разработки многих авторов, как отечественных, так и зарубежных, посвящены построению модели турбоустановки с учетом включения ее в модель всего энергоблока АЭС.

В ВТИ (Россия) в последнее время уделяется много внимания разработке математической модели энергоблока, которая включает все основное оборудование и регуляторы второго контура [103, 104]. Математическая модель и программный код расчета динамики технологических параметров второго контура включает собственно турбину, конденсатор, тракт регенеративного подогрева основного конденсата и питательной воды, систему главных паропроводов и пускосбросных устройств, а также систему управления входящим в эти тракты оборудованием и собственно турбиной. Для выполнения расчетов переходных режимов работы энергоблока в целом разработаны модель парогенератора и упрощенная модель реактора и четырех петель первого контура с главными циркуляционными насосами и системой управления реактором. Для расчета элементов тепловой схемы, которые описываются одними и теми же уравнениями, используется один расчетный модуль (программа). Каждый расчетный модуль имеет внешние связи с другими расчет-



ными модулями. Модель дает возможность определять динамические характеристики оборудования энергоблока, выбирать настройки регуляторов, проверять функциональное состояние оборудования при различных возмущениях и нормальной работе системы управления энергоблоком.

В ФГУП «Атомэнергопроект» совместно с МГТУ им. Баумана и НПП «Приоритет» (Россия) разработан программный комплекс РАДУГА-ЭУ/RAINBOW-NPP [105-108], предназначенный для полномасштабного моделирования динамических процессов в энергоблоках АЭС и ТЭС. Программный комплекс включает в себя следующие компоненты: РАДУГА / RAINBOW-7.3 для моделирования динамики реакторной установки АЭС с трехмерной двухгрупповой покассетной моделью активной зоны; ТРР (thermal power plant) для моделирования динамики турбоустановки и вспомогательных теплогидравлических систем; МВТУ (моделирование в технических устройствах), использующийся для моделирования АСУ ТП энергоблока. Основная особенность РАДУГИ заключается в моделировании каждой технологической системы энергоблока с помощью отдельной подзадачи. Для объединения моделируемых систем в единый вычислительный комплекс, организации обмена между ними данными, граничными условиями, а также синхронизации вычислительного процесса разработана специализированная программа INTEGR.

Теплогидравлический программный комплекс ТРР, входящий в состав РАДУГИ, предназначен для моделирования нестационарных и установившихся процессов в сложных теплогидравлических сетях. Он позволяет моделировать теплогидравлические процессы, происходящие в запорно-регулирующей арматуре, теплообменниках и насосах, сепараторах, подогревателях низкого и высокого давления, парогенераторе и компенсаторе давления. ТРР используется для моделирования динамических процессов, происходящих в оборудовании турбинного отделения за исключением собственно реакторной установки. Высокая гибкость расчетной схемы, которая полностью набирается с помощью исходных данных и не привязана ни к какой конкретной установке, позволяет использовать программный комплекс для комплексного моделирования теплогидравлических процессов всего энергоблока, включая реакторную установку.

В работе [109] авторами была поставлена задача создания детальной модели энергоблока АЭС в доступном программном обеспечении. Модель разработана в интерфейсе Matlab Simulink. Кроме решения ряда задач, связанных с функционированием одной электростанции, модель позволяет анализировать взаимодействие нескольких АЭС, объединенных в энергосистему.

В Институте проблем машиностроения НАН Украины был разработан метод имитационного моделирования теплоэнергетических установок [110]. Этот универсальный метод позволяет моделировать установки с уровнем детализации, принятом при проектировании. С его помощью охватывается круг задач, содержащих все реальные состояния исследуемого объекта, модель эффективна в системе «человек-компьютер», обладает структурным и функциональным изоморфизмом и является информационным эквивалентом образа. Модель позволяет решать задачи как комплексной технико-экономической оптимизации установки в целом, так и оптимизации параметров отдельных ее подсистем и аппаратов. Модульная структура организации позволяет при необходимости использовать отдельные части системы.

Математическая модель энергетической паротурбинной установки представляется в виде:

$$\left\{ \Omega(\chi) \mid \varphi_i(\chi) = O, \quad i = \overline{1, r}, \quad \chi \in M_r \right\},$$

где  $\Omega, \varphi_i$  – логико-числовые операторы качества функционирования турбоустановки и системы функциональных отношений, описывающие физические процессы в ней;  $\chi = \langle \overline{X}, \overline{Y}, \overline{\Lambda}, G^T, \aleph \rangle$  – информационная структура математической модели;  $\overline{X}$  – независимые переменные;  $\overline{Y}$  – зависимые числовые переменные;  $\overline{\Lambda} = (\lambda_1, \dots, \lambda_s)$  – вектор внешних связей;  $G^{\circ}$  – технологический граф тепловой схемы;  $\aleph$  – множество логических функций.

Одними из основных элементов  $M_r$  представлены элементы принципиальной тепловой схемы: отсеки турбины, теплообменные аппараты, насосы, эжекторы и т.п. и соединяющие их связи – трубопроводы, механические связи.

Методические положения моделирования, заложенные в комплекс моделей, описывающих паротурбинную установку, позволяют развивать модель дальше. С помощью этой модели были проведены обширные исследования по структурно-параметрической оптимизации оборудования паротурбинных установок АЭС и ТЭС [1, 2, 110].

Кроме перечисленных моделей и программных комплексов расчетов состояния энергетического оборудования АЭС и ТЭС разработаны и успешно применяются и другие достаточно совершенные модели и программы, созданные в фирмах TERMOFLOW, E-PLANT (США), SCHUMAG BR ENERGY (Германия), SEMA (Франция), в Институте проточных машин ПАН (Польша) и других.

### ***2.2.3. Математические модели теплообменного оборудования систем регенерации, конденсации и теплофикации энергоблоков АЭС и ТЭС***

Анализ данных о влиянии работы различного оборудования энергоблоков АЭС на эффективность производства электроэнергии показывает, что более 45% потерь происходит из-за выхода из строя теплообменного оборудования второго контура, к которому, кроме парогенераторов, относятся подогреватели систем регенерации, конденсации и теплофикации [111]. Это же в полной мере относится и к аналогичным системам энергоблоков ТЭС. Обеспечение их надежной работы требует разработки моделей и эффективных программ расчета данного оборудования.

В ПО "Красный котельщик" (г. Таганрог, Россия) создана модель и программа расчетов для системы автоматизированного проектирования группы подогревателей высокого давления (ПВД) системы регенерации АЭС и ТЭС [112]. Разработан пакет прикладных программ теплогидродинамического расчета ПВД для ускорения проектирования и оперативной обработки результатов промышленных испытаний и наладки ПВД в реальных условиях эксплуатации. При гидродинамическом расчете за основу принят метод проектирования на базе типовых моделей. Вся номенклатура ПВД разбита на конечное число типов в соответствии с конструктивными особенностями зон охлаждения пара, конденсации пара и охлаждения кон-

денсата, с каждым из которых связан набор расчетных эмпирических зависимостей. Таким образом осуществляется эквивалентирование адекватной тепловой и гидродинамической модели. Кроме того, предусмотрена возможность упрощения модели за счет пренебрежения потерями напора в раздающих и собирающих коллекторах. Основным направлением применения рассматриваемых модели и программы являются не вопросы анализа эффективности и надежности работы действующих подогревателей, а на проектирование новых. Эта же модель и программа расчетов может быть успешно применена для подогревателей сетевой воды теплофикационных установок энергоблоков.

Математическая модель тракта регенеративного подогрева основного конденсата и питательной воды [103], разработанная в «ВТИ» (Россия), состоит из одного расчетного блока. Это обусловлено тем, что все поверхностные подогреватели высокого и низкого давления описываются одними и теми же уравнениями, и для их расчета используется один алгоритм с различными исходными данными. Подогреватели представлены в модели в виде противоточного теплообменника с тремя зонами по ходу греющего теплоносителя (охладитель пара, зона конденсации, охладитель дренажа) и одной зоной по ходу нагреваемой среды. Модель теплообменной поверхности учитывает распределение параметров в пространстве. Используется метод конечных элементов, на которые разделяется поверхность теплообмена. Каждый элемент рассматривается как объект с сосредоточенными параметрами по обеим средам при условии идеального перемешивания в объеме элемента. Учет тепловой инерционности металла производится на основе использования уравнения теплового баланса. В качестве основного параметра теплообмена принята энтальпия.

Математические модели для расчета регенеративных и сетевых подогревателей [113,114], разработанные на основе статистической обработки экспериментальных данных, используют метод группового учета аргументов. Экспериментальные исследования режимов работы теплообменного оборудования энергоблоков, послужившие основой создания модели, показали, что не только на переменных, но и на всех стационарных режимах работы паротурбинных установок наблюдаются колебания параметров и расходов теплоносителей на

входе в подогреватели. Такие математические модели и алгоритмы расчетов подогревателей, учитывающие реальные физические процессы в них, наряду с предоставляемой статистической информацией могут служить удобным инструментом для анализа их работы и надежности. К сожалению, в работе проводится анализ лишь одного из множества факторов, определяющих работоспособность и надежность работы подогревателей.

Проблема оптимизации поверхностей теплообмена регенеративных и сетевых подогревателей АЭС является важной составляющей задачи оптимизации режимов работы энергоблоков. В работе [115] представлена методика определения значений минимальных температурных недогревов в подогревателях, обеспечивающих минимум расчетных затрат по станции, для различных схем включения подогревателей. Приводятся эмпирические зависимости, графики и таблицы для выбора оптимальных недогревов и унифицированных поверхностей нагрева с точки зрения экономического эффекта. В программе, созданной для расчета тепловых схем паротурбинных установок, параметры, определяющие эффективность работы подогревателей и систем регенерации и теплофикации не являются инвариантными при проведении теплогидравлических расчетов.

На ряде ТЭС реализована автоматизированная система контроля состояния теплообменного оборудования [116]. Результаты обработки испытаний хранятся в базе данных и используются для построения моделей, основанных на ретроспективных параметрах, позволяющих проводить анализ динамики состояния оборудования. В этих моделях используются экспертные системы и базы знаний. В системе [116] реализованы элементы диагностики, использующие физико-математические модели для описания причин отклонений параметров работы оборудования от номинальных значений, но обладающие ограниченной применимостью ввиду сложности происходящих в оборудовании тепломассообменных процессов.

На точность расчета тепловых и гидравлических процессов в поверхностных подогревателях значительно влияет погрешность определения термодинамических и теплофизических свойств теплоносителей, теплофизических свойств материалов труб, гидравлических, местных сопротивлений, коэффициентов теплоотдачи теплоносителей, погрешность расчета среднего темпера-

турного напора для всего теплообменника или отдельной его зоны. Уточненная математическая модель подогревателей [117] и построенный на ее базе алгоритм позволили авторам получить аналитические зависимости поправочных коэффициентов к среднелогарифмическому температурному напору, с помощью которых рассчитывается процесс теплообмена не только в поверхностных регенеративных подогревателях, но и в других аналогичных теплообменных аппаратах паротурбинных установок АЭС – деаэраторах, испарителях, опреснительных установках. Кроме того, данная модель обеспечивает расчет отдельных теплообменных аппаратов в тепловой схеме паротурбинной установки, а также возможность учитывать их взаимное влияние.

### **2.3. Перспективные пути решения задачи оптимального распределения нагрузок между энергоблоками электростанций**

К настоящему времени накоплен значительный методологический и методический материал по решению проблемы оптимального управления режимами работы электростанций. Как показано в разделе 2.2, решение названной проблемы представляет значительный научный и практический интерес. Возникает необходимость в дальнейшем развитии и совершенствовании методов управления распределением нагрузок между энергоблоками как одного из основных направлений повышения среднеэксплуатационной тепловой экономичности электростанций и их безопасной эксплуатации. При этом на первый план выдвигается создание методики построения критерия оптимальности, учитывающего реальное состояние систем и оборудования энергоблоков и их характеристик, и позволяющего достичь требуемой точности конечных результатов расчета.

Проведенный анализ существующих математических моделей систем и оборудования паротурбинных энергоблоков АЭС позволил сделать вывод о том, что они достаточно точно описывают сложные взаимосвязанные процессы в реакторной установке, парогенераторах и турбоустановках энергоблоков АЭС. Тем не менее, для решения задачи автоматизации процесса управления распределением нагрузок между энергоблоками АЭС необходимы

менее детальные, но с более высокой гибкостью расчетной схемы модели, способные адаптироваться к автоматизированным методам оптимизации режимов работы энергоблоков АЭС и устойчивые к неточности задания исходных данных. Существующий опыт моделирования парогенерирующих установок, подогревателей систем регенерации, конденсации и подогревателей сетевой воды теплофикационных установок энергоблоков АЭС показывает, что для решения задач управления режимами эксплуатации энергоблоков атомных электростанций, разработанные математические модели требуют усовершенствования в направлении возможности включения этих моделей в качестве блоков (программ) в структуру модели всего энергоблока.

Поэтому разработка и совершенствование математических методов, моделей и программного обеспечения для автоматизированного управления оптимальным распределением нагрузок между паротурбинными энергоблоками АЭС в зависимости от их функционального состояния и повышения за счет этого среднеэксплуатационной тепловой экономичности АЭС является актуальным и перспективным путем решения вышеуказанной проблемы.

Задача оптимального распределения электрических нагрузок между энергоблоками АЭС в общем виде математически может быть сформулирована следующим образом:

$$Q_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n Q_i(N) \rightarrow Q_{\Sigma}^{\min}, \quad (2.1)$$

где  $Q_{\Sigma}$  – суммарный расход теплоты по станции;  $Q_i(N)$  – расход теплоты  $i$ -го энергоблока ( $i = \overline{1, n}$ );  $Q_{\Sigma}^{\min}$  – минимум общего расхода теплоты.

Для успешного решения такой задачи весьма важен обоснованный выбор математического метода поиска экстремума. Поэтому следует учесть особенности объекта оптимизации, свойства оптимизируемых параметров, наличия ограничений на диапазон изменения оптимизируемых параметров, требования получения определенной точности решения задачи и другие факторы.

Эксплуатационные характеристики энергоблока АЭС позволяют представить расход теплоты  $Q$  по отдельному энергоблоку в виде произведения удельного расхода теплоты  $q(\Delta X)$  и электрической мощности  $N(\Delta X)$ , явля-

ющихся функциями отклонений параметров энергетического и тепломеханического оборудования от номинальных значений  $\overrightarrow{\Delta X}$  :

$$Q = q(\overrightarrow{\Delta X}) \cdot N(\overrightarrow{\Delta X}) \quad (2.2)$$

При решении задачи распределения нагрузок между энергоблоками данную зависимость можно рассматривать как математическую модель с одним управляемым фактором – электрической мощностью  $N$  при известных фактических значениях остальных параметров  $\Delta X$ , входящих в выражение (2.2).

Таким образом, задача оптимального распределения заданной суммарной электрической нагрузки между  $n$  энергоблоками формулируется следующим образом: найти такое распределение нагрузок (то есть набор  $N_1^*, \dots, N_n^*$ ), которое обеспечивает заданную величину суммарной нагрузки  $N_\Sigma$  и минимальный общий расход теплоты  $Q_\Sigma$  :

$$Q_\Sigma(N_\Sigma) = \sum_{i=1}^n Q_i(N_i) \rightarrow \min, \quad (2.3)$$

где  $Q_\Sigma(N_\Sigma)$  – общий расход теплоты на всех энергоблоках АЭС, зависящий от суммарной нагрузки  $N_\Sigma$ ;  $Q_i(N_i)$  – расход теплоты  $i$ -го энергоблока, зависящий от нагрузки  $N_i$  этого энергоблока; ограничения по допустимым электрическим нагрузкам энергоблоков и суммарной нагрузке станции:

$$\left. \begin{aligned} N_i^{\min} \leq N_i \leq N_i^{\max}, i = \overline{1, n} \\ N_\Sigma = \sum_{i=1}^n N_i \end{aligned} \right\}. \quad (2.4)$$

Анализ данных работы действующих энергоблоков АЭС на номинальном и частичном режимах показывает, что изменение электрической мощности не происходит скачкообразно в течение короткого промежутка времени. Поэтому математические модели расхода теплоты  $i$ -го энергоблока  $Q_i(N_i)$  можно аппроксимировать полиномом:



$$Q_i(N_i) = \sum_j \gamma_{ji} N_i^j, \quad (2.5)$$

где  $\gamma_{ji}$  – постоянные коэффициенты, определяемые для каждого режима работы  $i$ -го энергоблока методом наименьших квадратов.

Особенностью данной задачи является тот факт, что расход теплоты любого энергоблока АЭС с ВВЭР-1000 зависит только от мощности рассматриваемого блока и не зависит от мощностей других энергоблоков, вследствие отсутствия поперечных связей между моноэнергоблоками АЭС. То есть критерий оптимальности задачи (2.3) является сепарабельной функцией.

Взаимосвязь между построением моделей эксплуатационных характеристик каждого энергоблока и решением задачи оптимального распределения нагрузок между энергоблоками показана на рис. 2.1.

В качестве объекта научных исследований в настоящей монографии рассматривается энергоблок АЭС с водо-водяным реактором ВВЭР-1000. Этот выбор обусловлен тем, что эти энергоблоки являются основой атомной энергетики Украины: из 15 установленных энергоблоков АЭС с общей мощностью 13845 МВт 13 представляют собой энергоблоки АЭС с ВВЭР-1000 (табл. 2.1).

Реализованная последовательность этапов решения задачи совершенствования математических методов и моделей для автоматизации процесса управления оптимальным распределением нагрузок между энергоблоками АЭС разделяется на следующие этапы:

- разработка математической модели горизонтального парогенератора ПГВ-1000 энергоблока АЭС с ВВЭР-1000;
- совершенствование математической модели системы конденсации энергоблока АЭС с ВВЭР-1000;
- совершенствование математической модели системы регенерации энергоблока АЭС с ВВЭР-1000;

*Таблица 2.1*

**Сводная таблица общих данных об АЭС Украины**

Название АЭС	№ энергоблока	Тип реактора	Электрическая мощность энергоблока, МВт	Год начала эксплуатации	Год окончания проектного срока эксплуатации
Запорожская АЭС	1	ВВЭР-1000/320	1000	1984	2014
	2	ВВЭР-1000/320	1000	1985	2015
	3	ВВЭР-1000/320	1000	1986	2016
	4	ВВЭР-1000/320	1000	1987	2017
	5	ВВЭР-1000/320	1000	1989	2019
	6	ВВЭР-1000/320	1000	1995	2025
Южно- Украинская АЭС	1	ВВЭР-1000/302	1000	1982	2012
	2	ВВЭР-1000/338	1000	1985	2015
	3	ВВЭР-1000/320	1000	1989	2019
Ровенская АЭС	1	ВВЭР- 440/213	415	1980	2010
	2	ВВЭР- 440/213	420	1981	2011
	3	ВВЭР-1000/320	1000	1986	2016
	4	ВВЭР-1000/320	1000	2005	2034
Хмельницкая АЭС	1	ВВЭР-1000/320	1000	1987	2017
	2	ВВЭР-1000/320	1000	2005	2034

- разработка имитационной модели энергоблока АЭС с ВВЭР-1000;
- построение математических моделей эксплуатационных характеристик энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000;
- разработка методики решения задачи оптимального распределения нагрузок между энергоблоками АЭС с ВВЭР-1000.

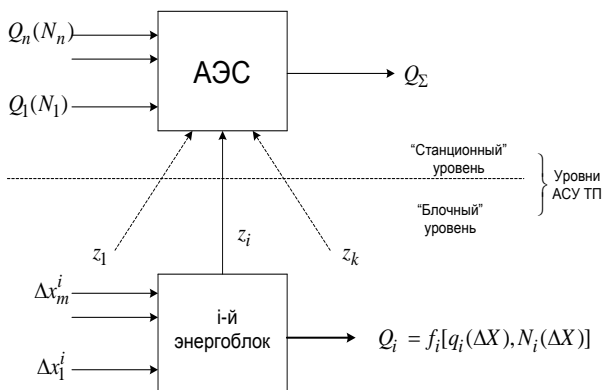


Рисунок 2.1 – Структура и взаимосвязь математических моделей по расходу теплоты АЭС:

$\Delta x_j^i, Q_i$  – входные и выходные величины «блочного» уровня АСУ ТП;  
 $z_1, \dots, z_i, \dots, z_n$  – информационные каналы связей между уровнями АСУ ТП;  
 $Q_i(N_i), \dots, Q_n(N_n), Q_\Sigma$  – входные и выходные величины  
 «станционного» уровня АСУ ТП.

В заключение необходимо отметить, что все вышесказанное в разделе 2.3 в полной мере относится и к моноэнергоблокам ТЭС с учетом особенностей технических характеристик применяемого на них энергетического оборудования.

## Глава 3

# РАЗРАБОТКА И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И СИСТЕМ ЭНЕРГОБЛОКОВ АЭС И ТЭС

В данной главе представлены результаты научных исследований, связанных с разработкой и совершенствованием математических моделей различного энергетического оборудования и систем энергоблоков АЭС и ТЭС, которые необходимы для создания их имитационных моделей, способных эффективно и с достаточной степенью точности решать задачи оптимального распределения нагрузок между энергоблоками электростанций на основе рассчитанных эксплуатационных характеристик энергоблоков.

Математическое моделирование является удобным инструментом для анализа процессов, происходящих в действующем основном и вспомогательном оборудовании энергоблоков АЭС и ТЭС, а также для эффективного управления как отдельными агрегатами, так и всем энергоблоком.

Реализовать задачи краткосрочного, среднесрочного и долгосрочного управления, среди которых, как уже отмечалось, очень актуальна задача управления распределением нагрузок между энергоблоками электростанций, позволяет использование на АЭС и ТЭС автоматизированных программных комплексов в составе АСУ ТП. Основой функционирования последних является имитационная модель технологических процессов основного и вспомогательного оборудования энергоблоков электростанций, которая методами имитационного эксперимента решает задачи расчета параметров на различных режимах эксплуатации.

### **3.1. Описание конструкции и математическая модель горизонтального парогенератора типа ПГВ-1000 энергоблока АЭС с ВВЭР**

#### ***3.1.1. Описание конструкций парогенератора ПГВ-1000 и его модификаций***

Парогенератор АЭС, в частности парогенератор типа ПГВ-1000, представляет собой специфический теплообменный агрегат. Этот агрегат наряду с ядерным реактором и паровой турбиной относится к основному оборудованию многоконтурных (двухконтурных) паротурбинных АЭС. В парогенераторе осуществляется производство рабочего пара с использованием теплоты, отводимой из активной зоны реактора охлаждающей средой и направляемой на поверхности теплообмена парогенератора. Парогенераторы АЭС, связывая между собой контуры теплоносителя и рабочего вещества, в равной мере принадлежат каждому из них.

Основные тепловые, гидравлические и конструктивные характеристики горизонтального парогенератора АЭС типа ПГВ-1000 приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

**Тепловые, гидравлические и конструктивные характеристики горизонтального парогенератора АЭС с ВВЭР-1000 на номинальном режиме работы энергоблока**

Наименование параметра	Численное значение параметра
1	2
Тепловая мощность, МВт	750
Паропроизводительность, кг/с	408
Давление генерируемого пара, МПа	6,27
Температура пара, °С	278,5
Температура питательной воды, °С	225
Расход теплоносителя, кг/с	4100
Давление теплоносителя, МПа	15,7
Температура теплоносителя на входе в парогенератор, °С	320
Температура теплоносителя на выходе из парогенератора, °С	289
Среднелогарифмический температурный напор, °С	23,1
Коэффициент теплопередачи, Вт/(м <sup>2</sup> К)	6370
Средняя плотность теплового потока, Вт/м <sup>2</sup>	147·10 <sup>3</sup>

Продолжение табл. 3.1

1	2
Площадь теплопередающей поверхности (по наружному диаметру труб), м <sup>2</sup> :	
расчетная	5096
фактическая	6115
Средняя скорость теплоносителя в трубах, м/с	4,2

Средняя скорость выхода пара с зеркала испарения, м/с	0,382
Средняя скорость пара на входе в жалюзийный сепаратор, м/с	0,380
Влажность пара на выходе из ПГ, %, не более	0,25
Диаметр и толщина стенки труб теплопередающей поверхности, мм	16 × 1,5
Количество труб	11000
Средняя длина, м	11,1
Общая длина, м	124460
Внутренний диаметр коллектора теплоносителя на участке завальцовки труб, мм	834
Внутренний диаметр коллектора питательной воды, мм	270
Длина коллектора питательной воды, мм	9300
Количество раздающих труб	16
Количество рядов в жалюзийных сепараторах	8
Угол наклона ряда в жалюзийных сепараторах к горизонту, град	64
Высота сепаратора над уровнем воды, мм	650
Расстояние от оси верхнего ряда труб до погруженного дырчатого листа, мм	260
Диаметр отверстий в погруженном дырчатом листе, мм	15
Шаг расположений отверстий (по квадрату) в погруженном дырчатом листе, мм	52
Внутренний диаметр трубопроводов подвода и отвода теплоносителя, мм	870
Внутренний диаметр трубопровода подвода питательной воды, мм	382
Внутренний диаметр трубопровода отвода свежего пара, мм	580

Тепловоспринимающей средой в парогенераторе является рабочее вещество (вода, пар). Парогенераторы АЭС типа ПГВ-1000 с реакторами, охлаждаемыми водой под давлением, вырабатывают сухой насыщенный пар. Требование поддержания высокой чистоты теплоносителя обуславливает выполнение поверхностей теплообмена таких парогенераторов из аустенитной нержавеющей стали с электрополированными поверхностями.

Конструктивно парогенератор типа ПГВ-1000 для АЭС с ВВЭР представляет собой однокорпусный двухконтурный теплообменный аппарат горизон-

тального расположения с погруженным трубным пучком (рис. 3.1). Парогенератор состоит из корпуса, входного и выходного коллекторов, U-образного трубного пучка поверхности теплообмена, раздающего коллектора питательной воды, встроенного сепарационного устройства, пароотводящей системы, системы продувок и дренажа. Цилиндрическая часть разделена на три обечайки, средняя из которых имеет увеличенную толщину, так как ослаблена проходящими через нее цилиндрическими вертикальными коллекторами. Коллекторы служат для подвода и отвода теплоносителя первого контура АЭС. Поверхность теплообмена состоит из двух симметричных частей (левой и правой), каждая из которых включает в себя половину раздающего и собирающего коллекторов, связанных U-образными трубами. Количество труб в каждой части равно половине общего количества труб. Площадь для крепления труб в каждом полукolleкторе равна  $0,25$  части круга диаметром  $\pi d_{\text{вн.к}}$ , где  $d_{\text{вн.к}}$  – внутренний диаметр коллектора.

Поверхность теплообмена парогенератора типа ПГВ-1000 включает в себя 11000 труб горизонтального пучка. Внутренний диаметр труб равен 16 мм, толщина стенок труб составляет 1,5 мм, средняя длина равна 11,3 м. Трубы пучка опираются на дистанционирующие решетки.

Корпус парогенератора ПГВ-1000 и коллекторы теплоносителя первого контура АЭС выполнены из стали марки 10ГН2МФА. Коллекторы расположены симметрично относительно вертикальной оси парогенератора. Трубы поверхности теплообмена парогенератора ПГВ-1000 выполнены из аустенитной стали марки 08X18H10T. Расположение труб в теплообменном пучке этого парогенератора – шахматное (рис. 3.2).

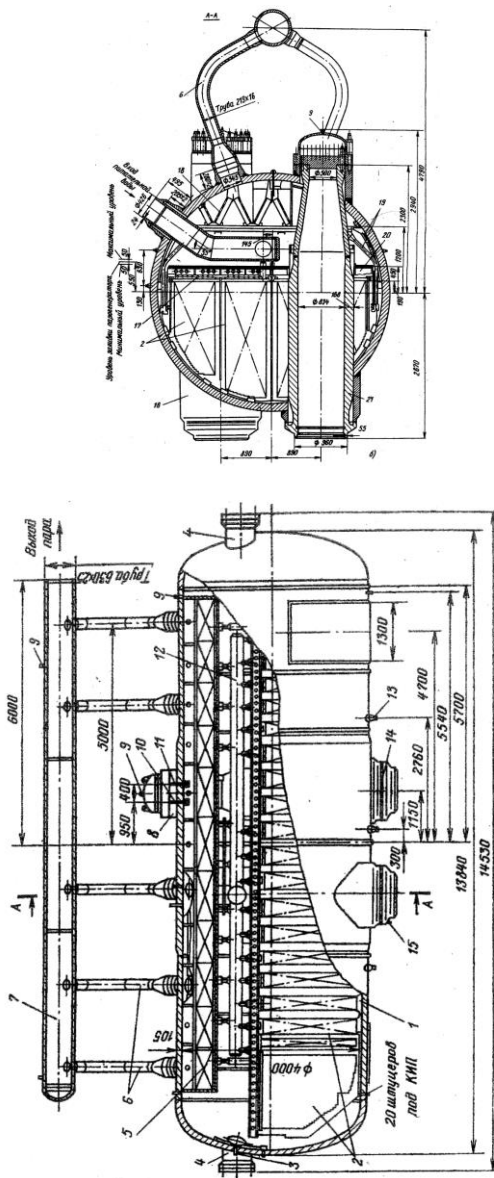


Рисунок 3.1 – Горизонтальный парогенератор типа ППВ-1000:

1 – корпус парогенератора; 2 – пучок труб; 3 – штуцеры уровня; 4 – люк-лаз; 5 – жалюзийный сепаратор; 6 – пароводящие трубы; 7 – коллектор пара; 8 – крышка люка; 9 – штуцер воздушника второго контура; 10 – штуцер контроля протечек; 11 – штуцер воздушника первого контура; 12 – коллектор питательной воды; 13 – штуцер продувки; 14 – патрубков коллектора; 15 – штуцер дренажа; 16 – водяной коллектор теплоносителя; 17 – раздающие трубы питательной воды; 18 – пароприемный потолок; 19 – трубы отвода отсепарированной влаги; 20 – погруженный дырчатый щит; 21 – выходной коллектор теплоносителя



Необходимо отметить, что обеспечение надежности работы теплообменных труб парогенераторов является важнейшей задачей для АЭС различного типа во всем мире.

Существуют различные современные модификации конструкции горизонтального парогенератора типа ПГВ-1000: ПГВ-1000М; ПГВ-1000М(В); ПГВ-1000МК. В конструкциях этих парогенераторов принято большое количество новых технических решений по сравнению с базовой конструкцией парогенератора ПГВ-1000, направленных на повышение уровня надежности их работы и на увеличение срока эксплуатации. Так, в конструкции парогенератора ПГВ-1000МК (с увеличенным на 200 мм внутренним диаметром корпуса) применена разреженная коридорная компоновка труб в теплообменном пучке (рис. 3.2). Применение такой компоновки труб по сравнению с шахматной компоновкой позволяет: повысить интенсивность циркуляции среды в пучке, что уменьшает вероятность повреждения теплообменных труб из-за снижения скорости роста отложений на них и концентрации коррозионно-активных примесей под ними; снизить возможность забивания межтрубного пространства отслоившимся шламом; облегчить доступ в межтрубное пространство для обследования, чистки и ремонта; увеличить запас воды в парогенераторе; снизить напряжение металла коллектора теплоносителя первого контура; увеличить пространство под трубным пучком для облегчения удаления шлама.

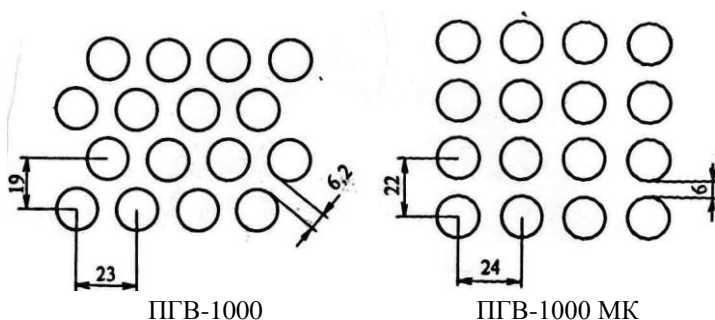
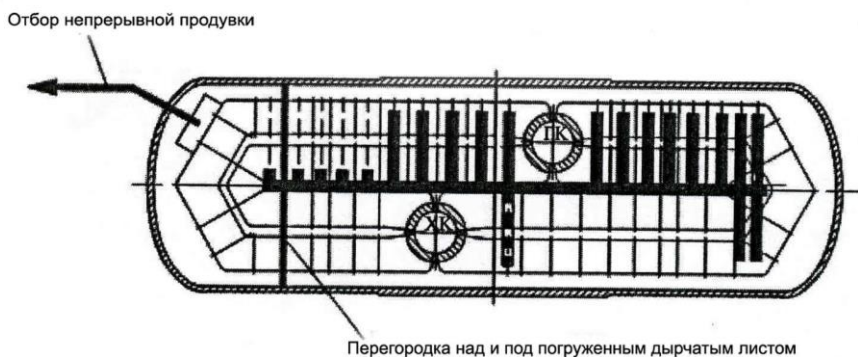


Рисунок 3.2 – Компоновки теплообменных труб в пучках

Питательная вода подводится к парогенератору ПГВ-1000 МК по трубопроводу, приваренному к патрубку входа питательной воды. Конструкция

патрубка обеспечивает тепловую изоляцию. Коллектор питательной воды расположен над трубным пучком в паровом пространстве и соединен с раздающими трубами, расположенными между дырчатым листом и трубным пучком в водяном объеме парогенератора. Принятая схема раздачи питательной воды обеспечивает принцип ступенчатого испарения, что позволяет снизить концентрации растворимых примесей и повысить эффективность их удаления с непрерывной продувкой (рис. 3.3).



*Рисунок 3.3 – Схема системы подачи питательной воды и продувки парогенератора ПГВ-1000МК*

В принятой в парогенераторе ПГВ-1000МК схеме раздачи питательной воды, помимо подачи ее над трубным пучком, часть ее подается в опускные коридоры теплообменного пучка, что увеличивает кратность циркуляции питательной воды.

Обобщенная схема циркуляции питательной воды парогенератора ПГВ-1000МК представлена на рис.3.4.

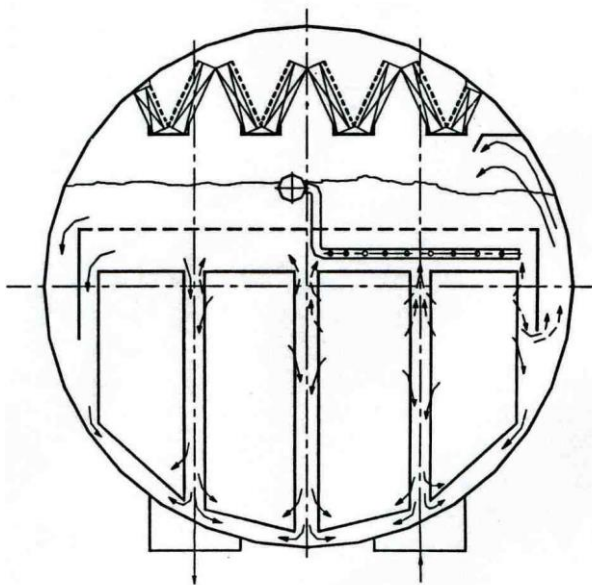


Рисунок 3.4 – Схема циркуляции питательной воды в поперечном сечении парогенератора ПГВ-1000МК

В пакетах труб парогенератора ПГВ-1000 МК осуществляется подъемное движение среды, а в межтрубных коридорах, в основном, – опускное. Высокая паровая нагрузка верхних рядов пучка теплообменных труб вблизи горячего коллектора обуславливает их значительное гидравлическое сопротивление, что приводит к выходу части пара из пучка теплообменных труб в межтрубный канал. Вместе с паром в него выходит и часть циркулирующей воды, образуя локальный контур циркуляции в нижней части межтрубного канала. Таким образом, в нижнюю часть пучка вода входит из межтрубного канала под действием статического напора столба пароводяной смеси. По мере приближения к верхней части пучка начинают преобладать процессы выхода пароводяной смеси в межтрубный канал из-за возрастания нагрузки и, соответственно, гидравлического сопротивления трубного пакета. В са-

мом верхнем участке пучка теплообменных труб может осуществляться движение пароводяной смеси внутрь пучка.

В верхней части межтрубных каналов на «горячей» стороне пучка труб происходит подъемное движение среды, вызванное выходом в канал и всплытием пузырей пара. По мере приближения к «холодной» стороне труб зона подъемного движения уменьшается, опускное движение преобладает по всей высоте трубного пакета, а локальная кратность циркуляции увеличивается из-за улучшения условий опускания и снижения локальной паропроизводительности. Часть циркулирующей через пучок питательной воды проходит через отверстия погруженного дырчатого листа и затем попадает в опускные каналы. Другая часть воды циркулирует через каналы между трубными пакетами, которые свободны от подъемного движения среды. Циркуляция также происходит и в продольном направлении. Вода, поступающая вместе с паром на погруженный дырчатый лист, через его отверстия и межтрубный канал у «горячего» коллектора растекается в направлении торцов парогенератора.

Дырчатый погруженный лист с коэффициентом перфорации 8 % предназначен для выравнивания скорости выхода пара с зеркала испарения. Для стока воды между листом и корпусом парогенератора существует зазор шириной 150 мм. Предусмотрен также зазор между дырчатым листом и днищем парогенератора, обеспечивающий доступ к нижней части пучка для осмотра. В базовой конструкции парогенератора ПГВ-1000 по всему периметру к дырчатому листу приварены закраины, препятствующие выходу пара, минуя дырчатый лист, и обеспечивающие необходимую высоту паровой подушки под дырчатым листом. Уровень воды в парогенераторе при его заполнении устанавливается на 100 мм выше дырчатого листа.

В паровом пространстве парогенератора ПГВ-1000 установлен жалюзийный сепаратор, который повышает степень осушки пара.

Конструкции сепарационной схемы парогенераторов типа ПГВ-1000 разных модификаций имеют свои различия (рис.3.5).

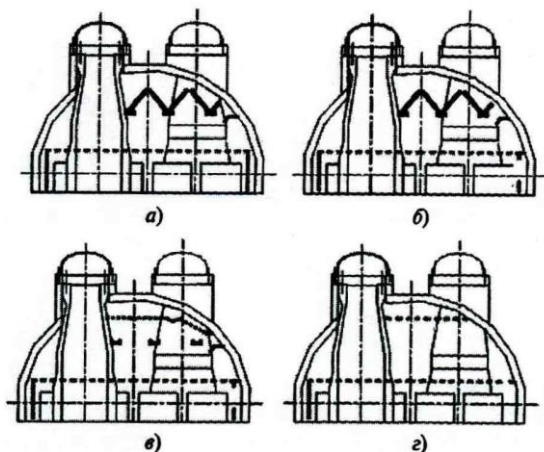


Рисунок 3.5 – Сепарационные схемы разных модификаций парогенератора типа ПГВ-1000:

- а) первоначальный базовый вариант;
- б) зазор между корпусом и закраиной с «горячей» стороны парогенератора закрыт дырчатым листом;
- в) жалюзи заменены потолочным дырчатым листом, установленным на месте опорных конструкций удаленных жалюзи;
- г) жалюзи заменены потолочным дырчатым листом, закраины отсутствуют

В базовой конструкции парогенератора типа ПГВ-1000 для увеличения площади сепарации жалюзийные пакеты установлены под углом  $60^0$  к горизонту. Отсепарированная в жалюзи вода сливается в сливные корыта, выполненные из швеллера, и по сливным трубам отводится под уровень воды между трубным пучком и стенкой корпуса парогенератора. Сухой насыщенный пар по десяти патрубкам диаметром 219 мм поступает в коллектор пара и из него в паропровод свежего пара энергоблока.

В модификациях парогенераторов ПГВ-1000М(В) и ПГВ-1000МК применяется аналогичная схема, основанная на принципе гравитационной сепарации, в которой для выравнивания паровой нагрузки зеркала испарения используется погруженный дырчатый лист, но вместо жалюзийного сепаратора установлен плоский пароприемный дырчатый лист.

### 3.1.2. Уравнения теплового баланса и теплопередачи парогенератора

При создании математической модели парогенерирующего оборудования энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000 в качестве объекта моделирования была рассмотрена теплотехническая схема парогенератора без пароперегревателя и выделенного в отдельный участок экономайзера, идентичная для всех модификаций парогенератора типа ПГВ-1000 (рис. 3.6, 3.7). Питательная вода с температурой  $t'_2$  подается в корпус парогенератора, где смешивается с циркулирующей частью воды, поступает вниз испарителя и кипит на наружной поверхности труб. Подогрев питательной воды до  $t''_2 = t_s$  (температуры насыщения) осуществляется в испарителе за счет конденсации некоторого количества пара.

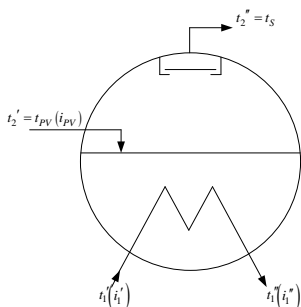


Рисунок 3.6 – Принципиальная тепловая схема горизонтального парогенератора ПГВ-1000

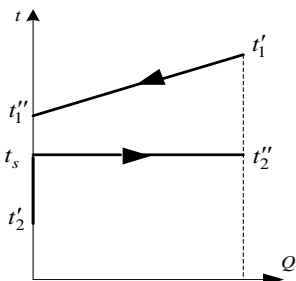


Рисунок 3.7 –  $t, Q$  - диаграмма горизонтального парогенератора ПГВ-1000

Математическая модель парогенератора включает следующие зависимости:

- уравнение теплового баланса парогенератора:

$$Q_{i\bar{a}} = (D + D_{\bar{n}.f} + D_{i\bar{o}}) \cdot (i'_S - i_{i.\hat{a}}) + (D + D_{\bar{n}.f})r;$$

$$G(i'_1 - i''_1)\eta_{i\bar{a}} = (D + D_{\bar{n}.f} + D_{i\bar{o}}) \cdot (i'_S - i_{i.\hat{a}}) + (D + D_{\bar{n}.f})r,$$

где  $Q_{i\bar{a}}$  – количество теплоты, переданной от теплоносителя рабочему веществу в парогенераторе;  $G$  – массовый расход теплоносителя;  $i'_1$  и  $i''_1$  – энтальпии теплоносителя на входе в парогенераторе и выходе из него;  $\eta_{i\bar{a}}$  – КПД парогенератора;  $D$  – паропроизводительность парогенератора;  $D_{i\bar{o}} = (0,005 \div 0,01)D$  – расход воды на продувку парогенератора;  $D_{\bar{n}.f} = (0,015 \div 0,03)D$  – расход пара на собственные нужды;  $i_{п.в}$  – энтальпия питательной воды;  $i'_S$  – энтальпия воды при температуре насыщения;  $r$  – скрытая теплота парообразования;

- уравнение материального баланса рабочего вещества:

$$D_{i.\hat{a}} = D_{i\bar{o}} + D_{\text{епп}} + D,$$

где  $D_{п.в}$ ,  $D_{исп}$  – расходы соответственно питательной воды и рабочего вещества через испарительную зону;

- уравнение материального баланса для теплоносителя первого контура:

$$G_D = 4G,$$

где  $G_D$  – расход теплоносителя первого контура через реактор;

- уравнение теплопередачи:

$$Q = k \cdot F \cdot \Delta t_{\bar{n}\bar{o}},$$

где  $k$  – коэффициент теплопередачи;  $F$  – площадь поверхности теплообмена;  $\Delta t_{\text{ср}}$  – среднелогарифмический температурный напор между теплоносителем и рабочим веществом.

### ***3.1.3. Термодинамические и теплофизические свойства теплоносителя и рабочего вещества, теплопроводность материалов стенок труб парогенератора***

Определить термодинамические и теплофизические параметры теплоносителя и рабочего вещества парогенератора позволяет наличие значений их давления и средней температуры.

Средняя температура рабочего вещества у парогенератора с погруженной поверхностью теплообмена равна температуре насыщения при рабочем давлении (давлении вырабатываемого пара):  $\bar{t}_{2\pi\delta} = t_S$ .

Средняя температура теплоносителя вычисляется как  $\bar{t}_{1\pi\delta} = t_S + \frac{\Delta t_{\dot{a}} + \Delta t_{\dot{i}}}{2}$ , а среднелогарифмический температурный напор определяется по формуле

$$\Delta t_{\pi\delta} = \frac{\Delta t_{\dot{a}} - \Delta t_{\dot{i}}}{\ln \frac{\Delta t_{\dot{a}}}{\Delta t_{\dot{i}}}}, \quad (3.1)$$

где  $\Delta t_{\dot{a}}$ ,  $\Delta t_{\dot{i}}$  – соответственно больший и меньший температурные напоры, рассчитываемые как

$$\Delta t_{\dot{a}} = t'_1 - t_S, \quad \Delta t_{\dot{i}} = t''_1 - t_S.$$

Формула (3.1) справедлива при условии постоянства массового расхода греющей и нагреваемой сред, а также коэффициента теплопередачи вдоль всей поверхности теплообмена.

В уравнениях теплообмена используются следующие критерии [118]:

- критерий Рейнольдса (критерий, определяющий гидродинамический режим движения)  $Re = \frac{w d_{\text{экр}} \rho}{\mu}$ , где  $w$  – скорость потока;  $\rho$  – плотность среды;  $\mu$  – динамическая вязкость;  $d_{\text{экр}}$  – эквивалентный диаметр канала;

- критерий Прандтля (характеризует физические свойства жидкости и способность распространения теплоты в жидкости)  $Pr = \frac{\mu \cdot c_p}{\lambda}$ ,

где  $c_p$  – удельная теплоемкость среды при постоянном давлении;  $\lambda$  – теплопроводность среды;



- критерий Нуссельта (характеризует отношение между интенсивностью теплоотдачи и температурным полем в пограничном слое потока)

$$Nu = \frac{\alpha d}{\lambda}, \text{ где } \alpha - \text{коэффициент теплоотдачи};$$

- коэффициент теплопроводности труб поверхности теплообмена  $\lambda_{\bar{n}\delta}$  зависит от температуры стенок труб. Средняя температура стенки трубы

$$\bar{t}_{\bar{n}\delta} = t_1 - q \left( \frac{1}{\alpha_1} + 0,5 \frac{S_{\bar{n}\delta}}{\lambda_{\bar{n}\delta}} \right)$$

или

$$\bar{t}_{\bar{n}\delta} = t_2 - q \left( \frac{1}{\alpha_2} + 0,5 \frac{S_{\bar{n}\delta}}{\lambda_{\bar{n}\delta}} \right),$$

где  $q$  – удельный тепловой поток,  $t_1, t_2$  – температуры теплоносителя и рабочего вещества,  $\alpha_1, \alpha_2$  – коэффициенты теплоотдачи от теплоносителя к стенке трубы и от стенки трубы к рабочему веществу.

Энтальпия, скрытая теплота парообразования, теплоемкость, теплопроводность, динамическая вязкость при заданной температуре и давлении теплоносителя, а также теплопроводность стенок труб определяются по интерполяционным и аппроксимационным полиномам, описывающим термодинамические и теплофизические свойства воды и водяного пара [119].

#### ***3.1.4. Коэффициенты теплопередачи и теплоотдачи теплоносителей парогенератора***

Коэффициент теплопередачи  $k$  характеризует интенсивность передачи теплоты через стенку поверхности теплообмена парогенератора. Значение коэффициента теплопередачи зависит от величины коэффициентов теплоотдачи с обеих сторон стенки трубы  $\alpha_1, \alpha_2$  и ее термического сопротивления

$$R_{\bar{n}\delta} = \frac{S_{\bar{n}\delta}}{\lambda_{\bar{n}\delta}} :$$

$$k = \left[ \frac{1}{\alpha_1} + \frac{S_{\bar{n}\delta}}{\lambda_{\bar{n}\delta}} + \frac{1}{\alpha_2} \right]^{-1},$$

где  $S_{\text{н\o}} -$  толщина стенки трубы, половина разности между внешним  $d_i$  и внутренним  $d_{\text{вн}}$  ее диаметром, то есть  $S_{\text{н\o}} = \frac{d_i - d_{\text{вн}}}{2}$ ;  $\lambda_{\text{ст}}$  – коэффициент теплопроводности материала стенки трубы (стали) при температуре стенки  $t_{\text{н\o}}$ .

Коэффициент теплоотдачи  $\alpha_1$  от теплоносителя к стенке трубы рассчитывается по формуле

$$\alpha_1 = 0,021 \text{Re}^{0,8} \text{Pr}^{0,43} \cdot \frac{\lambda}{d_{\text{вн}}},$$

где  $\text{Re} = \frac{w_1 d_{\text{вн}} \rho_1}{\mu_1}$  – критерий Рейнольдса;  $w_1$  – скорость теплоносителя;

$\rho_1$  – плотность теплоносителя;  $\mu_1$  – коэффициент динамической вязкости теплоносителя;  $\lambda$  – коэффициент теплопроводности теплоносителя;  $d_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр трубы. Коэффициент теплоотдачи  $\alpha_1$  зависит от температуры теплоносителя, поэтому является переменным значением по длине труб поверхности теплообмена.

Коэффициент теплоотдачи от стенки трубы к кипящей воде  $\alpha_2$  зависит от удельного теплового потока, изменяющегося по длине труб поверхности теплообмена, и потому рассчитывается для входного и выходного участков труб поверхности теплообмена по ходу движения теплоносителя по формуле

$$\alpha_2 = 8,24 \cdot q^{0,7} \cdot 10^{-3}.$$

Коэффициенты теплоотдачи от теплоносителя к стенке трубы, коэффициенты теплопередачи, а также среднее значение коэффициента теплопередачи для входного и выходного участков труб по ходу движения теплоносителя рассчитываются аналогично.

### ***3.1.5. Гидравлические характеристики парогенератора***

При разработке модели парогенератора предполагалось, что и скорость, и температура теплоносителя и рабочего вещества изменяется только

в одном направлении, то есть принималось одномерное поле скоростей и температур.

Уравнение неразрывности (закон сохранения массы) для одномерного потока в канале имеет вид:

$$G = w \cdot \rho \cdot f ,$$

где  $G$  – массовый расход среды через канал (коллектор, трубу и т.п.);  $w$  – средняя скорость среды в канале (так называемая среднерасходная скорость);  $\rho$  – плотность среды;  $f$  – площадь проходного сечения канала,  $f = \pi d_{\text{вн}}^2 / 4$ .

Гидравлическое сопротивление, имеющее место при движении теплоносителя (гидравлическое сопротивление первого контура парогенератора),  $\Delta p_I$  складывается из гидравлического сопротивления входного коллектора  $\Delta p_{\text{âõ.ê}}$ , гидравлического сопротивления выходного коллектора  $\Delta p_{\text{âûõ.ê}}$  и гидравлического сопротивления труб поверхности теплообмена  $\Delta p_{\text{тр}}$ :

$$\Delta p_I = \Delta p_{\text{âõ.ê}} + \Delta p_{\text{âûõ.ê}} + \Delta p_{\text{õð}}. \quad (3.2)$$

Гидравлические сопротивления входного и выходного коллекторов равны соответственно:

$$\Delta p_{\text{âõ.ê}} = \xi \cdot \frac{l_{\text{âõ.ê}}}{d_{\text{âõ}}} \cdot \gamma'_1 \cdot \frac{w_1'^2}{2g}; \quad \Delta p_{\text{âûõ.ê}} = \xi \cdot \frac{l_{\text{âûõ.ê}}}{d_{\text{âûõ}}} \cdot \gamma''_1 \cdot \frac{w_1''^2}{2g}, \quad (3.3)$$

где  $l_{\text{âõ.ê}}$ ,  $l_{\text{âûõ.ê}}$  – длина входного и выходного коллекторов соответственно;  $d_{\text{âõ}}$ ,  $d_{\text{âûõ}}$  – диаметры труб входного и выходного коллекторов соответственно;  $\gamma'_1, \gamma''_1$  – удельный вес теплоносителя во входном и выходном коллекторах соответственно;  $w'_1, w''_1$  – скорости теплоносителя во входном и выходном коллекторах соответственно;  $\xi$  – коэффициент трения;  $g$  – ускорение свободного падения.

Скорость теплоносителя во входном коллекторе:

$$w_1' = \frac{G}{0,785 \cdot d^2 \cdot \gamma_1'} . \quad (3.4)$$

Скорость теплоносителя в выходном коллекторе:

$$w_1'' = \frac{G}{0,785 \cdot d^2 \cdot \gamma_2''} . \quad (3.5)$$

Коэффициент трения  $\xi$  зависит от вида жидкости, режима течения (критерия  $Re$ ) и состояния поверхности канала (относительной шероховатости стенок канала  $\delta_{ш}$ ). Характер течения теплоносителя в трубах поверхности теплообмена парогенератора (ламинарное или турбулентное) характеризуется значением  $Re > Re_{i\ddot{a}d} \approx 120 \cdot \frac{d}{\delta_{\phi}}$ , где  $Re_{i\ddot{a}d} \approx 120 \cdot \frac{d}{\delta_{\phi}}$  – переходное число Рейнольдса.

Относительная шероховатость  $\delta_{ш}$  внутренней поверхности труб (каналов) парогенератора определяется как отношение высоты выступов шероховатости  $e$  к внутреннему диаметру труб  $d$ . Для стальных новых труб, не подвергшихся коррозии,  $e = 0,06 \div 0,1$  мм, для мало прокорродировавшихся труб (в условиях среднего времени эксплуатации)  $e = 0,1 \div 0,2$  мм, для сильно прокорродировавшихся труб после длительной эксплуатации  $e \geq 0,5$  мм.

Для режима устойчивого турбулентного течения, наблюдаемого в парогенераторах типа ПГВ-1000, коэффициент трения  $\xi$  не зависит ни от свойств среды, ни от скорости течения и определяется в зависимости только от относительной шероховатости по формуле:

$$\xi = \left( 1,74 + 2 \cdot \lg \frac{r_{ai}}{\delta_{\phi}} \right)^{-2} , \quad (3.6)$$

где  $r_{вн}$  – внутренний радиус трубы.

Гидравлическое сопротивление труб поверхности теплообмена вычисляется как

$$\Delta p_{\delta\delta} = \left( \sum \xi_{\delta\delta} \right) \cdot \gamma_{1\bar{n}\delta} \cdot \frac{w_{1\delta\delta}^2}{2}, \quad (3.7)$$

где  $\sum \xi_{\delta\delta}$  – сумма местных сопротивлений (вход в трубы, поворот потока на  $90^\circ$ , выход из трубы);  $\gamma_{1\text{cp}}$  – удельный вес теплоносителя при температуре  $\bar{t}_{1\bar{n}\delta}$ ;  $w_{1\text{тр}}$  – средняя скорость теплоносителя в трубах.

Последняя величина рассчитывается следующим образом:

$$w_{1\delta\delta} = \frac{G}{f_{\delta\delta} \cdot n_{\delta\delta} \cdot \rho_{1\bar{n}\delta}}, \quad (3.8)$$

где  $\rho_{1\text{cp}}$  – средняя плотность теплоносителя;  $f_{\text{тр}} \cdot n_{\text{тр}}$  – суммарная площадь сечения труб поверхности теплообмена.

Гидравлическое сопротивление второго контура в парогенераторе  $\Delta p_{\Pi}$ , которое преодолевается питательным насосом, складывается из сопротивлений подачи питательной воды в парогенератор, жалюзийных сепараторов и выхода пара из парогенератора.

Сопротивление выхода питательной воды из входного патрубка в коллектор питательной воды вычисляется по формуле

$$\Delta p_{\text{вх}} = \xi_{\text{вх.п}} \cdot \rho_2' \cdot \frac{w_{\text{п.в}}^2}{2}, \quad (3.9)$$

$$\text{где } w_{\text{п.в}} = \frac{(D + D_{\text{пр}}) \cdot v_2'}{0,785 d_{\text{вх.п}}^2}. \quad (3.10)$$

В формулах (3.9), (3.10)  $\rho_2'$  – плотность питательной воды на входе в коллектор;  $d_{\text{вх.п}}$  – диаметр входного патрубка;  $v_2'$  – удельный объем питательной воды, который определяется по значениям температуры  $t_2'$  и давления  $p_2$ .

В трубах раздачи питательной воды при повороте на  $90^\circ$  коэффициент местного сопротивления  $\xi_{\text{тр.раз}} = 0,2$ ; скорость питательной воды в трубах раздачи определяется как

$$w'_{2 \text{ тр.раз}} = \frac{(D + D_{\text{пр}}) \cdot v'_2}{0,785 n d_{\text{тр}}^2}, \quad (3.11)$$

где  $n$  – количество труб раздачи в одной из двух симметричных частей парогенератора.

Гидравлическое сопротивление парогенератора по паровому тракту (гидравлическое сопротивление от входа в сепарационное устройство до входа в паровой коллектор) состоит из суммарного сопротивления жалюзи  $\Delta p_{\text{ж}}$ , сопротивления пароприемного дырчатого листа  $\Delta p_{\text{д.л}}$ , сопротивления пароотводящих патрубков  $\Delta p_{\text{патр}}$  и сопротивления на входе в паровой коллектор  $\Delta p_{\text{вых}}$ . Эти сопротивления вычисляются по следующим формулам:

$$\Delta p_{\text{ж}} = \left( \sum \xi_{\text{ж}} \right) \frac{w_{\text{ж}}^2 \rho''}{2}, \quad (3.12)$$

$$\Delta p_{\text{д.л}} = \xi_{\text{д.л}} \frac{w_{\text{д.л}}^2 \rho''}{2}, \quad (3.13)$$

$$\Delta p_{\text{патр}} = \xi_{\text{патр}} \frac{w_{\text{патр}}^2 \rho''}{2}, \quad (3.14)$$

$$\Delta p_{\text{вых}} = \xi_{\text{вых}} \frac{w_{\text{патр}}^2 \rho''}{2}, \quad (3.15)$$

где  $\sum \xi_{\text{ж}}$  – суммарный коэффициент сопротивления при проходе пара через жалюзи;  $\xi_{\text{д.л}}$ ,  $\xi_{\text{патр}}$ ,  $\xi_{\text{вых}}$  – соответственно коэффициенты сопротивлений отверстий пароприемного дырчатого листа, пароотводящих патрубков, входных патрубков парового коллектора;  $w_{\text{ж}}$ ,  $w_{\text{д.л}}$ ,  $w_{\text{патр}}$  – скорости пара

соответственно в жалюзи, в отверстиях дырчатого листа, в пароотводящих патрубках;  $\rho''$  – плотность пара.

Скорости пара на различных участках парового тракта рассчитываются следующим образом:

$$w_{\text{ж}} = \frac{D}{f_{\text{ж}} \cdot \rho''}, \quad (3.16)$$

$$w_{\text{д.л}} = \frac{D}{f_{\text{д.л}} \cdot \rho''}, \quad (3.17)$$

$$w_{\text{паòð}} = \frac{D}{0,785 \cdot d_{\text{паòð}}^2 \cdot n_{\text{паòð}} \cdot \rho''}, \quad (3.18)$$

где  $f_{\text{ж}}$ ,  $f_{\text{д.л}}$  – «живые» сечения каналов прохода пара в жалюзи и в пароприемном дырчатом листе;  $n_{\text{патр}}$  – число пароотводящих патрубков;  $d_{\text{патр}}$  – диаметр отверстий патрубков.

Сопротивление по всему паровому тракту составляет:

$$\Delta p_{\Pi} = \Delta p_{\text{æ}} + \Delta p_{\text{ä.ë}} + \Delta p_{\text{паòð}} + \Delta p_{\text{äüð}}. \quad (3.19)$$

Мощность, необходимая для преодоления гидравлических сопротивлений в тракте теплоносителя первого контура АЭС, то есть мощность главного циркуляционного насоса реакторной установки, равна

$$N_1 = \frac{G \cdot \Delta p_I}{\rho_{\text{пð}} \eta_{\text{äüí}}}, \quad (3.20)$$

где  $\eta_{\text{гцн}}$  – КПД главного циркуляционного насоса;  $\rho_{\text{ср}}$  – средняя плотность теплоносителя.

Мощность питательного насоса, необходимая для преодоления гидравлических сопротивлений в тракте рабочего вещества (питательной воды и пара) во втором контуре АЭС, равна

$$N_2 = \frac{D_{\text{п.в}} \cdot \Delta p_{\text{п}}}{\rho_{\text{п.в}} \eta_{\text{п.н}}}, \quad (3.21)$$

где  $D_{\text{п.в}}$  – расход питательной воды;  $\rho_{\text{п.в}}$  – плотность воды при температуре  $t_{\text{п.в}}$  и давлении  $p_{\text{п.в}}$ ;  $\eta_{\text{п.н}}$  – КПД питательного насоса.

### **3.1.6. Конструктивные характеристики парогенератора**

Общая длина всех труб поверхности теплообмена парогенератора  $L$  определяется по формуле  $L = 2 \cdot l_{\text{ггд}} \cdot n_{\text{гд}} + \sum_{R_i} \pi \cdot R_i \cdot n_i$ , где  $l_{\text{гор}}$  – длина горизонтальной части труб;  $n_{\text{тр}}$  – количество труб поверхности теплообмена парогенератора;  $n_i$  – количество гибов труб с радиусом  $R_i$ ,  $\sum_{R_i} n_i = n_{\text{тр}}$ .

Поскольку трубы поверхности теплообмена парогенератора цилиндрические, то площадь поверхности теплообмена равна

$$F = \pi d_{\text{ср}} L \quad (3.22)$$

где  $d_{\text{ср}}$  – средний диаметр труб.

## **3.2. Методика, алгоритм и программа расчета горизонтального парогенератора типа ПГВ-1000 энергоблока АЭС с ВВЭР**

Базируясь на известных положениях отдельных видов расчетов горизонтальных парогенераторов, нами была разработана обобщенная методика расчета парогенератора, необходимая для создания имитационной модели энергоблока АЭС. Эта методика позволяет проводить расчет всего агрегата с известной геометрией поверхности теплообмена на номинальном и частичных режимах работы с целью определения энтальпий и температур теплоносителя и рабочего вещества и паропроизводительности парогенератора. Методика и алгоритм расчета основываются на описанной в подразделе 3.1 разработанной одномерной математической модели горизонтального парогенератора,



точность которой удовлетворяет требованиям, предъявляемым к решению задач оптимального распределения нагрузок между энергоблоками АЭС. Согласно этой модели предполагается, что все параметры теплоносителя и рабочего вещества изменяются только по длине каналов, а по сечению каналов – постоянны. При этом необходимо отметить, что изменение параметров по сечению каналов может быть учтено специальным коэффициентом (температурным фактором): вводом коэффициентов теплоотдачи и трения. Одномерная модель парогенератора построена при следующих физических и математических допущениях:

- теплообмен с окружающей средой отсутствует;
- теплообмен излучением между стенкой и теплоносителем не учитывается в виду малости;
- все трубы поверхности теплообмена парогенератора, предназначенные для движения теплоносителя, имеющие одинаковый радиусгиба, идентичны между собой и работают в одинаковых условиях.

Эта модель была реализована в виде компьютерной программы расчета горизонтального парогенератора, структура блоков которой представлена на рис. 3.8.

В первом приближении задается температура теплоносителя на выходе из парогенератора  $t_1''$ , исходя из условия, что разность между температурой теплоносителя, который не меняет своего агрегатного состояния, на входе и выходе обычно составляет  $30 \div 40$  °С. По давлению  $p_1$  и температуре теплоносителя на выходе из парогенератора  $t_1''$  определяется значение энтальпии  $i_1''$ .

Затем по формуле (3.22) определяется площадь поверхности теплообмена парогенератора  $F$ .

Определяются меньший и больший температурный напоры:

$$\Delta t_m = t_1'' - t_s, \quad \Delta t_6 = t_1' - t_s,$$

а также средние температуры рабочего вещества  $\bar{t}_{2cp}$  и теплоносителя  $\bar{t}_{1cp}$ .

Далее определяются скорость  $w'_1$ , плотность  $\rho'_1$ , динамическая вязкость теплоносителя  $\mu'_1$  и критерий Рейнольдса  $Re'$  на входе в парогенератор и на выходе из него (соответственно  $w''_1$ ,  $\rho''_1$ ,  $\mu''_1$ ,  $Re''$ ).

Затем определяется температура стенки трубы поверхности теплообмена парогенератора  $\bar{t}_{\bar{n}\bar{\delta}}$

$$\bar{t}_{\bar{n}\bar{\delta}} = 0,5(\bar{t}_{1\bar{n}\bar{\delta}} + \bar{t}_{2\bar{n}\bar{\delta}}).$$

По ней определяются теплопроводность стенки трубы  $\lambda_{ст}$ , термическое сопротивление стенки трубы  $R_{\bar{n}\bar{\delta}}$  и коэффициент теплоотдачи от теплоносителя к стенке трубы  $\alpha'_1$  на входе в парогенератор и на выходе из него  $\alpha''_1$ .

Задается первоначальное значение удельного теплового потока на входе в парогенератор:

$$q' = (0,7 \div 0,8) \cdot \frac{\Delta t_{\bar{a}}}{\frac{1}{\alpha'_1} + R_{\bar{n}\bar{\delta}}}.$$

Аналогично рассчитывается и ориентировочное значение удельного теплового потока на выходе из парогенератора:

$$q'' = (0,7 \div 0,8) \cdot \frac{\Delta t_m}{\frac{1}{\alpha''_1} + R_{ст}}.$$

Определяется коэффициент теплоотдачи от стенки трубы к теплоносителю на входе в парогенератор  $\alpha'_2$  и на выходе из него  $\alpha''_2$ , потом – коэффициент теплопередачи на входе в парогенератор  $k'$  на входе и на выходе из него  $k''$ .

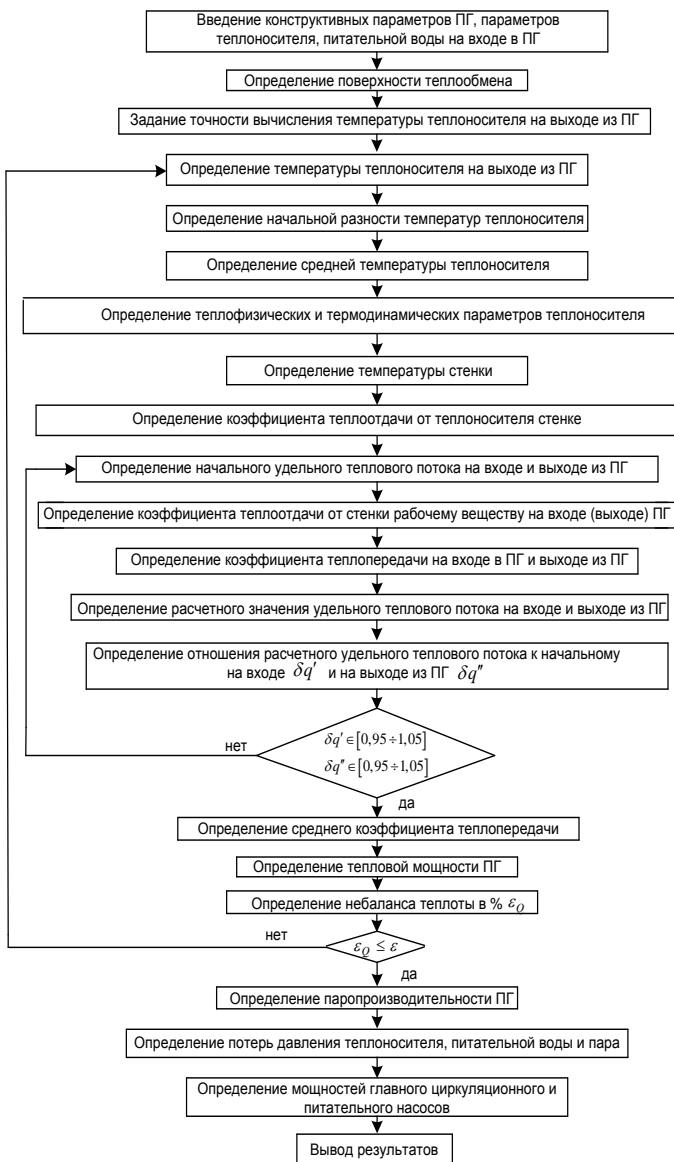


Рисунок 3.8 – Структура блоков программы расчета парогенератора

Далее определяется расчетное значение удельного теплового потока на входе в парогенератор  $q_p' = k' \Delta t_6$  и на выходе из него  $q_p'' = k'' \Delta t_m$ .

Определяются отношения расчетного значения удельного теплового потока на входе в парогенератор  $\delta q'$  и на выходе из него  $\delta q''$  к ориентировочному и сравниваются с допустимыми значениями:  $\delta q' = \frac{q_p'}{q'}$ ;  $\delta q'' = \frac{q_p''}{q''}$ ;  $0,95 \leq \delta q' \leq 1,05$ ;  $0,95 \leq \delta q'' \leq 1,05$ .

Если это ограничение не выдерживается, задаются вторые приближения  $q_2'$  и  $q_2''$ , причем они принимаются равными  $q_p'$  на входе в парогенератор и  $q_p''$  на выходе из него. Расчет продолжается до тех пор, пока удельный тепловой поток не будет удовлетворять заданным ограничениям.

Определяется среднее значение коэффициента теплопередачи  $k_{cp}$  и по формуле (3.1) рассчитывается среднелогарифмический температурный напор  $\Delta t_{cp}$ .

Затем определяется тепловой поток  $\tilde{Q}_{ia}$ , воспринимаемый поверхностью теплообмена парогенератора,

$$\tilde{Q}_{ia} = k_{\bar{n}\delta} \cdot \Delta t_{\bar{n}\delta} \cdot F$$

и рассчитывается тепловой поток, передаваемый поверхности теплообмена парогенератора теплоносителем:

$$Q_{ia} = G(t_1' - t_1'') \cdot \eta_{ia}.$$

Определяется небаланс теплоты  $\theta = Q_{ia} - \tilde{Q}_{ia}$  и сравнивается с допустимым его значением в процентах  $\varepsilon$ :

$$\left| \frac{\theta}{Q_{ia}} \right| \cdot 100 \leq \varepsilon.$$

Если это ограничение не выдерживается, задается второе приближение  $t_1''$ , определяется новое значение  $\theta$  и сравнивается с допустимым. Если и в

этом случае ограничение не выдерживается, расчеты продолжаются, и последующие приближения температуры  $t_1''$  определяются методом Ньютона [120].

Далее определяется паропроизводительность парогенератора  $D$  :

$$D = \frac{Q_{ia}}{(1 + k_{n.i} + k_{io}) \cdot (t'_s - i) + (1 + k_{n.i}) \cdot r},$$

где  $k_{с.н}$  – коэффициент, определяющий расход пара на собственные нужды,  $k_{пр}$  – коэффициент, определяющий расход питательной воды на продувку.

После этого определяются гидравлическое сопротивление первого контура парогенератора  $\Delta p_I$  по формулам (3.2)–(3.8), гидравлическое сопротивление второго контура парогенератора  $\Delta p_{II}$  по формулам (3.9)–(3.19), мощность главного циркуляционного насоса  $N_1$  по формуле (3.20) и мощность питательного насоса  $N_2$  по формуле (3.21).

Как уже отмечалось ранее, расчет коэффициента теплопередачи поверхности теплообмена проводится по усредненным значениям термодинамических и теплофизических параметров. Однако, если в процессе теплообмена в парогенераторе имеет место существенное изменение температуры теплоносителя, то расчет коэффициента теплопередачи необходимо проводить поинтервально по участкам. Число их определяется в зависимости от перепада температуры среды на входе в парогенератор и на выходе из него. Разработанная математическая модель горизонтального парогенератора позволяет осуществить этот расчет.

В том случае, когда значения коэффициентов теплопередачи на входе в парогенератор  $k'$  и на выходе из него  $k''$  различаются не более чем на 25 %, расчет ведется по среднеарифметическому значению  $k_{cp} = \frac{k' + k''}{2}$ .

При более существенных различиях между  $k'$  и  $k''$  коэффициент теплопередачи для всей поверхности определяется как среднее арифметическое значений для всех участков

$$k_{\text{ср}} = \frac{k_{1\text{ср}} + \dots + k_{m\text{ср}}}{m}, \quad (3.32)$$

где  $k_{1\text{ср}}, \dots, k_{m\text{ср}}$  – среднеарифметические значения коэффициентов теплопередачи для соответствующих участков;  $m$  – число равных участков поверхности теплообмена (рис. 3.9).

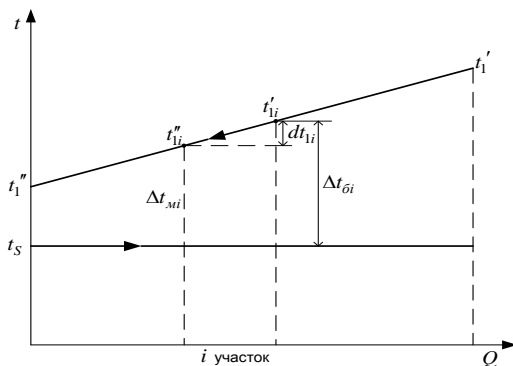


Рисунок 3.9 –  $t, Q$  – диаграмма поинтервального расчета парогенератора

При разбиении поверхности теплообмена на участки алгоритм расчета строится аналогично приведенному выше. При этом контроль расчета и завершение его, как и ранее, определяется небалансом теплоты на последнем участке испарителя парогенератора.

Разработка компьютерной программы, реализующей алгоритм расчета горизонтального парогенератора, проводилась с учетом системных особенностей ее включения в качестве отдельного модуля (блока) в иерархически упорядоченную структуру имитационной модели энергоблока АЭС с ВВЭР-1000.

### 3.3. Математическая модель системы регенерации энергоблоков АЭС и ТЭС

В основе математической модели системы регенерации энергоблоков АЭС и ТЭС, предназначенной для создания их имитационных моделей, удовлетворяющих требованиям решения задач оптимального распределения нагрузок, лежит алгоритм расчета регенеративных подогревателей в виде трубчатых пароводяных теплообменных аппаратов, которые могут иметь три зоны: зону охлаждения пара (ОП), зону конденсации пара (КП) и зону охлаждения конденсата (ОК). Эти зоны могут находиться как в одном корпусе регенеративного подогревателя, так и в отдельных корпусах.

В математической модели системы регенерации по известным входным параметрам теплоносителей для каждой зоны теплообменного аппарата и его конструктивным характеристикам определяются выходные параметры теплоносителей, величины недогрева, значения среднелогарифмических температурных напоров, коэффициенты теплопередачи и потерь давления.

Модель включает в себя следующие основные зависимости:

Уравнение теплового баланса для всего теплообменного аппарата

$$Q_i = Q_{i.a} = Q,$$

где  $Q_{\pi}$  и  $Q_{\pi.b}$  – тепловые потоки, переносимые теплоносителями, соответственно, греющей средой (паром)

$$Q_{\pi} = G_{\pi}(i_{\pi 1} - i_{\pi 2}),$$

и нагреваемой средой (питательной водой)

$$Q_{\pi.b} = G_{\pi.b}(i_{\pi.b1} - i_{\pi.b2}),$$

где  $G_{\pi}$  и  $G_{\pi.b}$  – расходы теплоносителей;  $i_{\pi 1}$ ,  $i_{\pi.b1}$  и  $i_{\pi 2}$ ,  $i_{\pi.b2}$  – энтальпии теплоносителей, соответственно на входе и выходе из теплообменного аппарата.

Тепловой поток  $Q$ , передаваемый теплопередачей через поверхность теплообмена:

$$Q = Q_{\pi\pi} + Q_{\pi\kappa} + Q_{\kappa\kappa},$$

где  $Q_{\pi\pi} = k_{\pi\pi} \cdot \Delta t_{\pi\pi} \cdot F_{\pi\pi}$ ;  $Q_{\pi\kappa} = k_{\pi\kappa} \cdot \Delta t_{\pi\kappa} \cdot F_{\pi\kappa}$ ;  $Q_{\kappa\kappa} = k_{\kappa\kappa} \cdot \Delta t_{\kappa\kappa} \cdot F_{\kappa\kappa}$ ;  $k_{\pi\pi}$ ,  $k_{\pi\kappa}$ ,  $k_{\kappa\kappa}$  – коэффициенты теплопередачи соответственно зон ОП, КП и

ОК;  $\Delta t_{\bar{n}\bar{\delta},\bar{n}}, \Delta t_{\bar{n}\bar{\delta},\bar{e}\bar{i}}, \Delta t_{\bar{n}\bar{\delta},\bar{i}\bar{e}}$  – среднелогарифмические температурные напоры соответственно зон ОП, КП и ОК;  $F_{\bar{n}}, F_{\bar{e}\bar{i}}, F_{\bar{i}\bar{e}}$  – площади теплообмена соответственно зон ОП, КП и ОК.

Уравнение теплового баланса в зоне ОП:

$$Q_{\bar{n}} = G_{\bar{i}} (i'' - i'') = G_{\bar{i},\bar{a}} (i_{\bar{i},\bar{a}2_{\bar{n}}} - i_{\bar{i},\bar{a}1_{\bar{n}}}) = k_{\bar{n}} \cdot \Delta t_{\bar{n}\bar{\delta},\bar{n}} \cdot F_{\bar{n}},$$

где  $i''$  – энтальпия сухого насыщенного пара (определяется по давлению пара  $p_{\bar{n}}$ );  $i_{\bar{i},\bar{a}1_{\bar{n}}}$  – энтальпия питательной воды на входе в зону ОП.

Уравнение теплового баланса в зоне КП:

$$Q_{\bar{e}\bar{i}} = G_{\bar{i}} (i'' - i') = G_{\bar{i}} \cdot r = G_{\bar{i},\bar{a}} (i_{\bar{i},\bar{a}2_{\bar{e}\bar{i}}} - i_{\bar{i},\bar{a}1_{\bar{e}\bar{i}}}) = k_{\bar{e}\bar{i}} \cdot \Delta t_{\bar{n}\bar{\delta},\bar{e}\bar{i}} \cdot F_{\bar{e}\bar{i}},$$

где  $i'$  – энтальпия конденсата, определяемая по давлению пара  $p_{\bar{n}}$ ;  $i_{\bar{i},\bar{a}1_{\bar{e}\bar{i}}}$  и  $i_{\bar{i},\bar{a}2_{\bar{e}\bar{i}}}$  – энтальпии нагреваемой среды (питательной воды) на входе и выходе из зоны КП,  $i_{\bar{i},\bar{a}2_{\bar{e}\bar{i}}} = i_{\bar{i},\bar{a}1_{\bar{n}}}$ ;  $r$  – удельная теплота парообразования.

Уравнение теплового баланса в зоне ОК:

$$Q_{\bar{i}\bar{e}} = G_{\bar{i}} (i' - i_2) = G_{\bar{i},\bar{a}} (i_{\bar{i},\bar{a}2_{\bar{i}\bar{e}}} - i_{\bar{i},\bar{a}1_{\bar{i}\bar{e}}}) = k_{\bar{i}\bar{e}} \cdot \Delta t_{\bar{n}\bar{\delta},\bar{i}\bar{e}} \cdot F_{\bar{i}\bar{e}},$$

где  $i_{\bar{i},\bar{a}2_{\bar{i}\bar{e}}}$  – энтальпия питательной воды на выходе из зоны ОК,  $i_{\bar{i},\bar{a}2_{\bar{i}\bar{e}}} = i_{\bar{i},\bar{a}1_{\bar{e}\bar{i}}}$ .

Зависимости для расчета значений термодинамических и теплофизических свойств теплоносителей (энтальпии, энтропии, температуры, плотности, степени сухости, коэффициента кинематической вязкости) определяются по аппроксимационным полиномам, описывающим состояние воды и водяного пара [119].

Зависимости для расчета значений теплофизических и термомеханических характеристик материалов трубок регенеративных подогревателей определяются на основе различных аппроксимационных и эмпирических



уравнений в зависимости от функции  $f\left(\frac{t+t_S}{2}\right)$ , где  $t$  и  $t_S$  – соответственно температура теплоносителя и температура насыщения греющего пара.

Коэффициенты теплопередачи  $k$  определяются по уравнению

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{\text{н\ddot{o}}}}{\lambda_{\text{н\ddot{o}}}} + \frac{\delta_{\text{с}}}{\lambda_{\text{с}}} + \frac{1}{\alpha_2}},$$

где  $\alpha_1$  и  $\alpha_2$  – соответственно коэффициенты теплоотдачи от греющей среды к стенке трубки и от стенки трубки к нагреваемой среде;  $\delta_{\text{ст}}, \delta_3, \lambda_{\text{ст}}, \lambda_3$  – соответственно толщины и коэффициенты теплопроводности стенки трубки и загрязнения внутреннего проходного сечения трубки (слоя накипи).

Коэффициенты теплопередачи  $k$  определяются с использованием критериальных зависимостей для конвективного теплообмена. При этом рассматриваются два возможных случая – теплообмен без изменения агрегатного состояния греющих и нагреваемых сред и с изменением их агрегатного состояния. Не изменяется агрегатное состояние обеих сред в зонах (корпусах) ОП и в зонах (корпусах) ОК и нагреваемой среды в зонах (корпусах) КП. Режим течения в этих зонах, как правило, турбулентный. Процесс теплоотдачи от греющей среды (пара) в зонах (корпусах) КП происходит при конденсации пара, то есть при изменении агрегатного состояния греющей среды.

Теплообмен с однофазной средой при течении теплоносителя внутри трубок и в каналах произвольной формы поперечного сечения в случае продольного омывания при  $\frac{1}{d_3} \geq 40$  и турбулентном режиме ( $Re > 10^4$ ) характеризуется критериальным уравнением вида

$$Nu = 0,023 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,4}.$$

В этом уравнении  $Nu = \frac{\alpha \cdot d_3}{\lambda}$  – определяемый критерий Нуссельта, в состав которого входит искомый коэффициент теплоотдачи  $\alpha$ ;  $d_3$  – эквива-

лентный диаметр: при течении среды в трубках в качестве  $d_3$  используется внутренний диаметр трубки  $d_{\text{вн}}$ , а при продольном внешнем обтекании трубок и каналов  $d_3$  рассчитывается по формуле  $d_3 = \frac{4f}{\Pi}$ , в которой  $\Pi$  – смоченный периметр;  $f$  – площадь проходного сечения канала.

Теплофизические параметры среды, входящие в критерии подобия  $Re = \frac{w \cdot d_3}{\nu}$  и  $Pr = \frac{\nu}{a}$ , то есть скорость среды  $w$ , коэффициент кинетической вязкости среды  $\nu$  и коэффициент температуропроводности среды  $a$ , определяются, как уже отмечалось, по аппроксимационным полиномам при средней расчетной температуре теплоносителя.

В зонах (корпусах) ОП и ОК при внешнем поперечном омывании пучков прямых или спиральных труб имеют место процессы теплообмена без изменения агрегатного состояния среды. В этом случае для описания турбулентного режима ее течения, то есть при  $Re > 6 \cdot 10^3$ , используется критериальная зависимость вида

$$Nu = C \cdot \varepsilon_z \cdot Re^m \cdot Pr^n \cdot \left( \frac{s_1 - d_i}{s_2 - d_i} \right)^p,$$

где  $s_1, s_2$  и  $d_{\text{н}}$  – шаги трубок в поперечном и продольном направлениях потока среды и наружный диаметр трубок соответственно;  $C = 0,2; m = 0,64; n = 0,35; p = 0$  – для коридорных пучков гладких прямых трубок;  $C = 0,334; m = 0,6; n = 0,35; p = 0,25$  – для шахматных пучков и пучков спиральных трубок;  $\varepsilon_z$  – коэффициент, учитывающий влияние количества рядов трубок  $z$  вдоль потока среды: при  $z > 20 \varepsilon_z = 1$ .

На основе математической модели системы регенерации энергоблоков АЭС и ТЭС была разработана компьютерная программа расчета этих систем. Разработка модели проводилась с учетом возможности ее включения в качестве отдельного модуля (блока) в иерархически упорядоченную структуру имитационной модели энергоблоков АЭС и ТЭС.

Структура блоков компьютерной программы расчета системы регенерации представлена на рис. 3.10.

### **3.4. Математическая модель системы конденсации энергоблоков АЭС и ТЭС**

В основу математической модели системы конденсации энергоблоков АЭС и ТЭС, удовлетворяющей требованиям задач оптимального распределения нагрузок, положен алгоритм расчета основных параметров технологических процессов в конденсаторах этих энергоблоков, базирующийся на уравнении  $Q = k_{\text{н\delta}} \cdot \Delta t_{\text{н\delta}} \cdot F$ , где  $Q$  – тепловая нагрузка конденсатора;  $k_{\text{ср}}$  – средний коэффициент теплопередачи в конденсаторе;  $\Delta t_{\text{н\delta}}$  – среднелогарифмическая разность температур конденсирующегося пара и охлаждающей воды;  $F$  – площадь поверхности охлаждения конденсатора.

Расчет параметров процессов в конденсаторе с помощью математической модели выполняется по приведенным ниже основным соотношениям.

Изменение давления пара в конденсаторе вследствие отклонения присосов воздуха от нормативных значений определяется по формуле

$$\Delta p_{\text{прс}} = \beta \frac{\alpha}{m} (G_{\text{прс}} - G_{\text{прс}}^N),$$

где  $\Delta p_{\text{прс}}$  – изменение давления пара;  $\beta$  – коэффициент пересчета изменения давления пара на стороне всасывания эжекторов в давление пара в конденсаторе;  $\alpha$  – угловой коэффициент рабочей характеристики основного эжектора;  $m$  – количество работающих основных эжекторов;  $G_{\text{прс}}$  – присосы воздуха в конденсаторе;  $G_{\text{прс}}^N$  – нормативные присосы воздуха в конденсаторе.

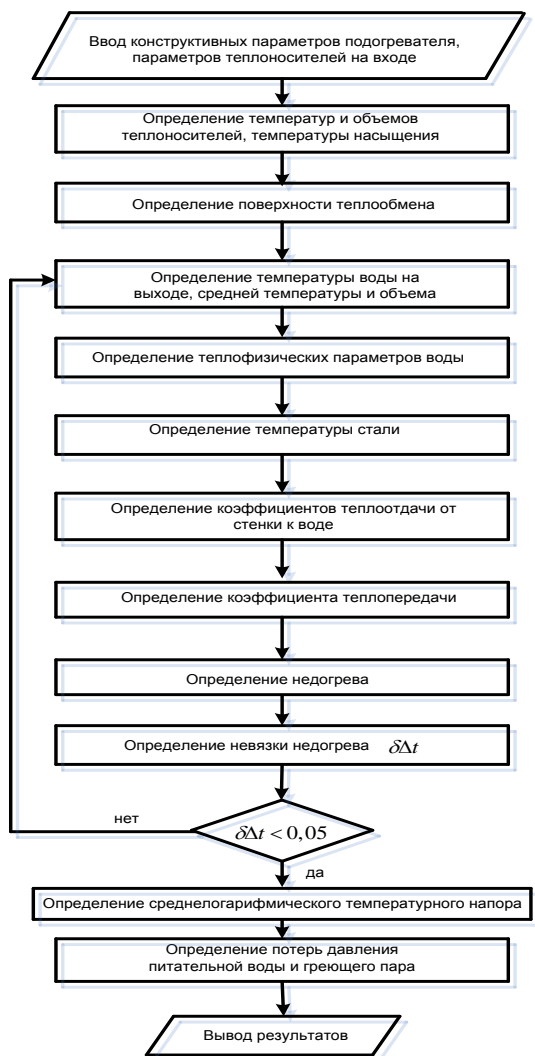


Рисунок 3.10 – Структура блоков программы расчета системы регенерации энергоблоков АЭС и ТЭС

Расчет давления пара в конденсаторе без учета присосов воздуха осуществляется, исходя из зависимости

$$p' = p_{\text{см}} - \Delta p_{\text{прс}},$$

где  $p'$  – давление пара без присосов воздуха;  $p_{\text{см}}$  – абсолютное давление паровоздушной смеси.

Тепловая нагрузка конденсатора, то есть суммарное количество теплоты, отдаваемое конденсирующимся паром охлаждающей воде, определяется по формуле

$$Q = D \cdot \Delta i,$$

где  $\Delta i = i_2 - i'$ , здесь  $i_2 = \frac{D_2 \cdot i'_2 + \sum D_{\text{апп}} \cdot i_{\text{апп}}}{D}$  – средневзвешенная энтальпия поступающего в конденсатор пара (так называемого отработавшего пара);  $i'_2$  – энтальпия отработавшего пара главной турбины;  $i_{\text{всп}}$  – энтальпия отработавшего пара турбоприводов вспомогательных механизмов (питающих насосов);  $i'$  – энтальпия конденсата.

Температура отработавшего пара  $t'_2$  принимается равной температуре насыщения  $t_s$ , определяемой по уравнениям термодинамического состояния воды и водяного пара по значению давления в конденсаторе  $p$ .

Энтальпия конденсата  $i'$  также определяется по значению давления в конденсаторе  $p$ .

Энтальпия пароводяной смеси рассчитывается как

$$i_{\text{пл}} = i'_2 \cdot x + i' \cdot (1 - x),$$

где  $x$  – степень сухости пара.

Множитель  $\Phi_w$ , учитывающий влияние скорости охлаждающей воды на теплообмен в конденсаторе, находится как

$$\hat{O}_w = \left( \frac{1,1 \cdot w_{\text{а}}}{\sqrt[4]{d_{\text{аф}}}} \right)^{\chi},$$

где  $d_{\text{вн}}$  – внутренний диаметр трубок конденсатора;  $w_{\text{в}}$  – скорость воды в трубках;  $\chi$  – показатель степени  $\chi = 0,12\hat{a}(1 + 0,015 \cdot t_{\hat{a}})$ ,  $a$  – показатель чистоты трубок,  $t_{\text{в}}$  – температура охлаждающей воды на входе в конденсатор.

Показатель чистоты трубок  $a$  задается в зависимости от условий работы конденсатора, в основном от качества охлаждающей воды: системы водоснабжения, состава воды и способа обработки воды. По существующим рекомендациям принимаются следующие значения  $a$ : при прямоточном водоснабжении и чистой воде  $a = 0,85$ ; при прудовом водоснабжении в зависимости от качества охлаждающей воды  $a = 0,8 \div 0,85$ ; при повышенной жесткости воды и ее химической обработке  $a = 0,75 \div 0,8$ .

Коэффициент  $\Phi_z$ , учитывающий количество ходов воды  $z$  в конденсаторе, определяется по формуле

$$\Phi_z = 1 + \frac{z-2}{10} \left( 1 - \frac{t_{\text{в}}}{35} \right).$$

Расчет удельной паровой нагрузки конденсатора осуществляется следующим образом:

$$d = \frac{D}{F + F_{\hat{a},\text{в}}},$$

где  $D$  – расход пара в конденсатор,  $F$  – поверхность теплообмена основного пучка трубок конденсатора;  $F_{\text{в},\text{п}}$  – поверхность теплообмена встроенного пучка трубок конденсатора.

Граничная удельная паровая нагрузка конденсатора составляет:

$$d^{\hat{a}} = d^N (0,9 - 0,012 \cdot t_{\hat{a}}),$$

где  $d^N$  – удельный расход пара в конденсатор при номинальной нагрузке.

Коэффициент, учитывающий влияние паровой нагрузки на теплообмен,  $\hat{O}_D$  принимает следующие значения:  $\hat{O}_D = 1$ , если  $d^r \leq d \leq d^N$ , в противном случае  $\Phi_D = \frac{d}{d^r} \left( 2 - \frac{d}{d^r} \right)$ .

Расчет коэффициента  $\Phi_t$ , учитывающего влияние температуры охлаждающей воды на теплообмен, проводится по формуле

$$\hat{O}_t = 1 - \frac{0,42\sqrt{a}}{1000} (35 - t_{\hat{a}}).$$

Средний коэффициент теплопередачи в конденсаторе рассчитывается по формуле

$$k_{\bar{n}\bar{\delta}} = 3500 \cdot a \cdot \hat{O}_t \cdot \hat{O}_D \cdot \hat{O}_z \cdot \hat{O}_w.$$

Значение кратности охлаждения определяется по уравнению

$$m = \frac{(i_{\text{п}} - i_{\hat{e}}) \cdot e^{\hat{O}_{\hat{e}}}}{(t_{\hat{e}} - t_{\hat{a}}) \cdot (e^{\hat{O}_{\hat{e}}} - 1)},$$

где  $t_{\text{к}}$  – температура конденсации;  $i_{\text{п}}$  – энтальпия пара, поступающего в

конденсатор. Здесь  $T_{\hat{e}} = \frac{l \cdot d_{\text{в}} \cdot k_{\bar{n}\bar{\delta}} \cdot z}{900 \cdot d_{\text{в}}^2 \cdot w_{\hat{a}}}$ , где  $l$  – длина трубок;  $d_{\text{н}}$  – наружный диаметр трубок.

Расход охлаждающей воды определяется как

$$W_{\text{в}} = G_{\text{в}} \cdot m.$$

Величина нагрева воды – разность температур охлаждающей воды на выходе  $t_{\text{в}}''$  и входе  $t_{\text{в}}'$  в конденсатор ( $t_{\text{в}}' = t_{\text{в}}$ ):

$$\Delta t = t_{\hat{a}}'' - t_{\hat{a}}' = \Delta i / (c_{\hat{a}} \cdot m),$$

где  $c_{\text{в}}$  – удельная теплоемкость воды;  $m$  – кратность охлаждения.

Температурный напор – разность температур отработавшего конденсирующегося пара и выходящей из конденсатора охлаждающей воды:

$$\delta t = t_{\text{с}} - t_{\text{в}}''.$$

Среднелогарифмический температурный напор между конденсирующимся паром и охлаждающей водой:

$$\delta t_{\text{cp}} = \frac{t''_{\text{B}} - t'_{\text{B}}}{\ln \frac{t_{\text{S}} - t'_{\text{B}}}{t_{\text{S}} - t''_{\text{B}}}}.$$

Требуемая для заданных условий поверхность охлаждения конденсатора определяется по формуле

$$F = \frac{D \cdot \Delta i \cdot 1000}{k_{\text{н\delta}} \cdot \delta t_{\text{н\delta}}}.$$

Количество труб, образующих поверхность охлаждения конденсатора, находится по формуле:

$$n = \frac{1000F}{\pi d_{\text{t}} l}.$$

Гидравлическое сопротивление конденсатора определяется следующим образом:

$$\Delta p_{\text{к}} = z \left( \frac{C_0 l}{a} w_{\text{B}} + 0,135 \cdot w_{\text{B}}^{1,5} \right),$$

где  $C_0$  – множитель, зависящий от внутреннего диаметра труб и средней температуры охлаждающей воды.

Паровое сопротивление конденсатора составляет:

$$\Delta p_{\text{i}} = \frac{1,5 \cdot A^{3,5}}{10000}.$$

Здесь коэффициент  $A$  определяется как  $A = \frac{D \sqrt{w_{\text{a}}}}{l \cdot d_{\text{t}} \sqrt{n}}$ .

Компьютерная программа, реализующая алгоритм расчета системы конденсации энергоблоков АЭС и ТЭС, создана с учетом возможности ее интеграции в виде отдельного модуля (блока) в иерархически упорядоченную структуру имитационной модели энергоблоков АЭС и ТЭС.

Структура блоков программы теплового и гидравлического расчетов системы конденсации приведена на рис. 3.11.



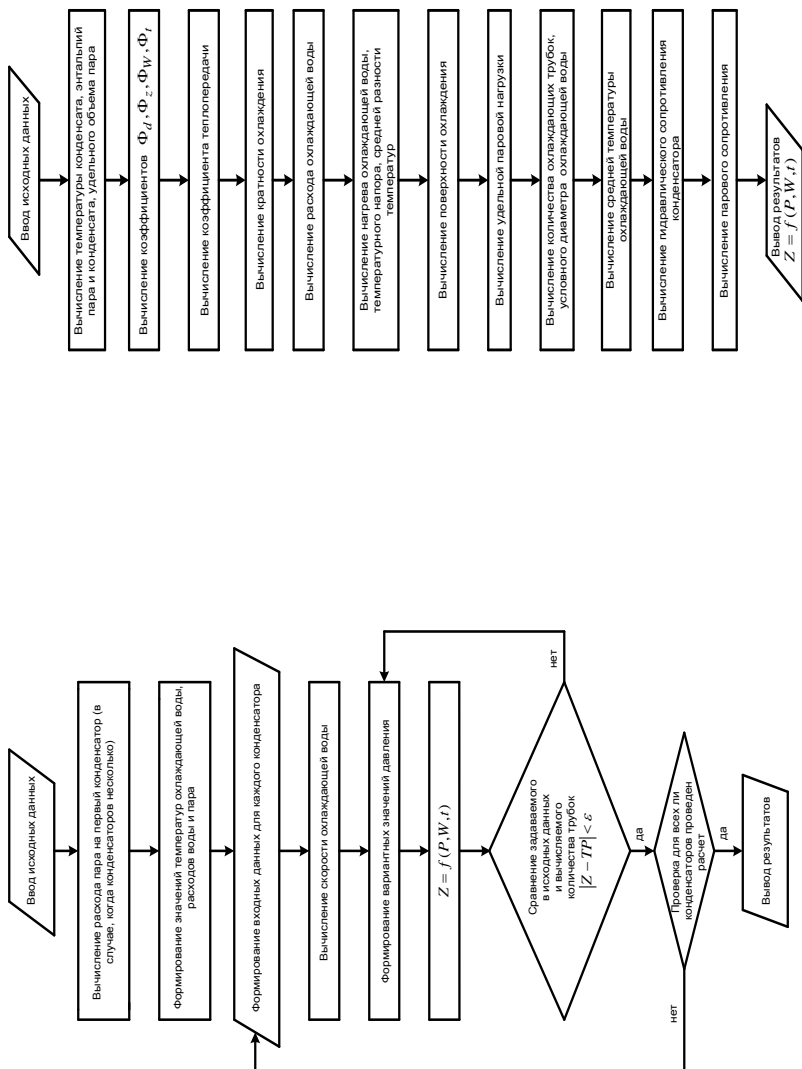


Рисунок 3.11 – Структура блоков программы теплового и гидравлического расчетов системы конденсации энергоблоков АЭС и ТЭС

### **3.5. Математическая модель котла-утилизатора для парогазотурбинных установок ТЭС**

В настоящем подразделе описаны математическая модель и компьютерная программа расчета парового котла-утилизатора, устанавливаемого за газовой турбиной и предназначенного для работы в составе паро- газотурбинной установки или газотурбинной установки ТЭС. Как известно, применение паро- газотурбинных технологий дает возможность существенно повысить КПД энергоблоков ТЭС – до 56 %. Алгоритм и логико-структурная схема разработанной математической модели позволяют выполнять расчет всего многообразия элементов и схемных решений, применяемых для котлов-утилизаторов в условиях современного проектирования и изготовления.

При разработке математической модели парового котла-утилизатора были сделаны следующие допущения:

- газы, используемые в котлах-утилизаторах – чистые, без частичек золы;
- состав газов близок к составу воздуха, поэтому при вычислении коэффициентов теплопроводности, вязкости и критерия Прандтля применялись программы интерполяции табличных данных [121] для воздуха;
- из модели исключены расчеты воздухоподогревателей, так как в котлах-утилизаторах за газовыми турбинами они отсутствуют.

Структура блоков компьютерной программы, реализующей математическую модель котла-утилизатора, представлена на рис. 3.12.

Программа расчета котла-утилизатора имеет 4 иерархических уровня:

1-й уровень – управляющая программа;

2-й уровень – программы расчета теплового баланса котлов-утилизаторов, которые расположены за газовой турбиной и работают в режимах утилизации теплоты газов за газовой турбиной или в режиме дожигания;

3-й уровень – программы расчета основных конструктивных элементов котлов-утилизаторов;

4-й уровень:

- программы расчета термодинамических и теплофизических параметров теплоносителей и рабочих сред (воды, пара, воздуха и дымовых газов);

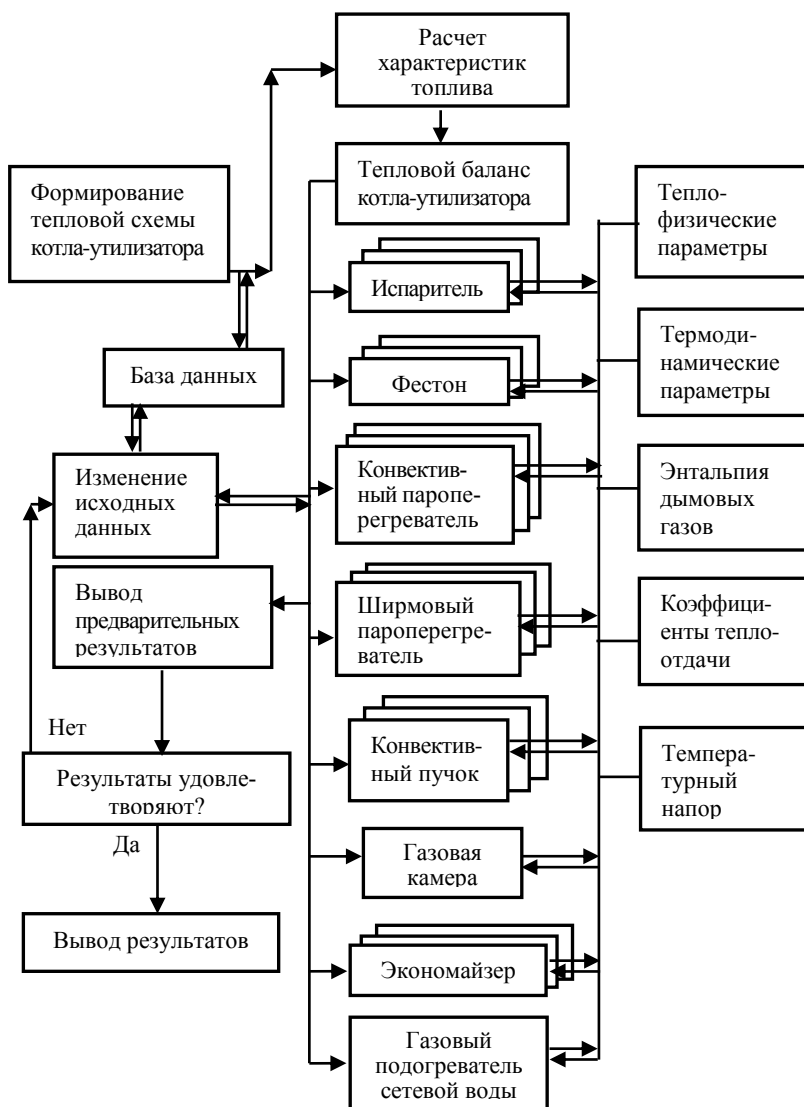


Рисунок 3.12 – Структура блоков программы расчета математической модели котла-утилизатора газотурбинных установок

- программы расчета коэффициентов теплоотдачи для нагревательных, испарительных и пароперегревательных поверхностей нагрева для условий лучистого теплообмена в газовых потоках и для конвективного теплообмена. В программах учитываются: характер обтекания – продольное или поперечное; тип поверхности – гладкая или оребренная; тип расположения пучка труб – коридорный или шахматный; рабочая среда – воздух, дымовые газы, вода, пар;

- программа расчета коэффициентов теплопередачи для различных теплообменных поверхностей;

- программа расчета температурного напора для случаев прямотока, противотока, последовательно-смешанного, параллельно-смешанного и перекрестного токов теплоносителей.

Управляющая программа в автоматизированном диалоговом режиме строит структуру тепловой схемы котла, организывает вычислительный процесс и вводит исходные данные, необходимые для работы всего комплекса программ и расчета отдельных элементов котла.

При моделировании котла-утилизатора используется большой перечень исходной информации. Для удобства пользователя вся исходная информация подразделяется по технологическому принципу, который облегчает ее подготовку. Эта информация компонуется в виде файлов и передается как исходные параметры в программы, оформленные в виде процедур.

В модели могут быть заданы объемный расход и состав дымовых газов перед котлом-утилизатором или расход и состав природного газа перед газотурбинной установкой.

Исходными данными математической модели, предназначенной для расчета котла-утилизатора, являются: расход природного газа на газовую турбину; паропроизводительность котла; расход дымовых газов на входе в котел; температура дымовых газов на входе в котел; температура уходящих газов; температура перегретого пара; давление перегретого пара; температура питательной воды; температура холодного воздуха; доля продувки; потери от химического недожога в топке котла; потери от внешнего охлаждения котла.

Задается также процентный состав топлива или дымовых газов и их основные характеристики, в том числе: количество воды, двуокиси углерода, сероводорода, кислорода, метана, этана, пропана, бутана, пентана, бензола, азота; а также влагосодержание и удельная теплота сгорания топлива.

В модели учитывается наличие или отсутствие пароохладителя и его конструктивное исполнение: установленный перед конвективным пароперегревателем, установленный в промежутке между двумя частями конвективного пароперегревателя, установленный после конвективного пароперегревателя; тип пароохладителя: впрыскивающий пароохладитель или поверхностный пароохладитель; тепловосприятие пароохладителя.

Кроме того, модель учитывает, работает ли котел только в режиме утилизации уходящих из газовой турбины газов или с дожиганием топлива. При работе котла с дожиганием топлива дополнительными исходными данными являются либо массовый расход газов после газовой турбины, либо избыток воздуха в газотурбинной установке.

Если в технологической схеме предусмотрен газовый подогреватель сетевой воды, то задаются следующие исходные данные и для этого оборудования: расход сетевой воды через газовый подогреватель; температура сетевой воды на входе в газовый подогреватель; температура сетевой воды на выходе из газового подогревателя.

Исходной информацией для расчетов параметров нагревательных, выпарных и пароперегревательных поверхностей являются их геометрические характеристики: диаметр труб и толщина их стенок; шаги расположения труб; тип расположения труб в пучке – коридорный или шахматный; тип расположения пучка – горизонтальный или вертикальный. Кроме того, в качестве исходной информации используются коэффициенты тепловой эффективности, а также характер взаимного движения потоков теплоносителей и рабочих веществ.

Программа расчета теплового баланса котла-утилизатора содержит в себе расчеты значений объемов газообразных продуктов сгорания, объемных частиц трехатомных газов, энтальпии газа на входе в котел, полезной теплоты, энтальпии уходящих газов, потерь теплоты, КПД котла, количества выработанного перегретого пара. Кроме этого, рассчитывается таблица значений энтальпий дымовых газов для заданных значений коэффициентов избытка воздуха в пределах температурного диапазона газов  $0\div 2000\text{ }^{\circ}\text{C}$  с интервалом температур  $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Структура блоков программы расчета теплового баланса котла-утилизатора приведена на рис. 3.13.

Функциональное назначение этих блоков следующее.

Блок 1: Формализация исходных данных.

Блок 2: Качественный анализ исходных данных.

Блок 3: Задание расхода и состава продуктов сгорания после ГТУ. Вычисление долей водяных паров, углекислого газа, кислорода и азота с учетом влагосодержания, вычисление объемной доли трехатомных газов, плотности сухого газа при нормальных условиях.

Блок 4: Задание состава природного газа и расхода топлива на входе в газовую турбину. Вычисление теоретических объемов воздуха и продуктов сгорания, плотности сухого газа. Вычисление коэффициента избытка воздуха после газовой турбины. Вычисление действительных объемов азота, кислорода, водяных паров и трехатомных газов с учетом коэффициента избытка воздуха после газовой турбины и доли водяных паров, кислорода, азота и трехатомных газов.

Блок 5: Вычисление энтальпии дымовых газов на входе в котел и энтальпии уходящих газов.

Блок 6: Определение теплоемкостей. Энтальпии составляющих дымовых газов зависят от теплоемкости, температуры потока и объемов. Теплоемкости определяются при помощи подпрограмм, аппроксимирующих данные таблиц теплоемкостей. Так как присосы воздуха в котлах-утилизаторах, работающих за газовыми турбинами, отсутствуют, то при расчете энтальпии дымовых газов энтальпия воздуха не учитывается.

Блок 7: Вычисление давления воды в барабане котла и давления питательной воды. Определение температуры насыщения в барабане котла при наличии продувки.

Блок 8: Определение энтальпий перегретого пара, питательной воды, кипящей котловой воды и сетевой воды с помощью подпрограмм в зависимости от давления и температуры рабочей среды.

Блок 9: Вычисление количества теплоты, воспринимаемой газовым подогревателем (если котел имеет газовый подогреватель сетевой воды), с предварительным определением с помощью подпрограммы значения энтальпии воды на входе и выходе из газового подогревателя.



*Рисунок 3.13* – Структура блоков программы расчета  
теплового баланса котла-утилизатора

Блок 10: Расчет теплового баланса котла-утилизатора при его работе в утилизационном режиме, когда паропроизводительность не задана. Вычисление количества теплоты, поступающей в котел (при предварительно заданном значении коэффициента тепловой эффективности равно  $\varphi = 1,0$ ), потерь с уходящими газами, КПД, расхода перегретого пара и нового значения коэффициента тепловой эффективности. Если рассчитанный коэффициент тепловой эффективности  $\varphi$  отличается от коэффициента, принятого ранее, то расчет повторяется в итерационном режиме.

Блок 11: Расчет теплового баланса при работе с подтопом и заданной паропроизводительностью котла-утилизатора. Вычисление количества теплоты, полезно используемой в котле, и количества теплоты, поступающей в котел-утилизатор из газовой турбины. Вычисление расхода топлива на подтоп при предварительно заданном значении КПД котла-утилизатора. Вычисление коэффициента избытка воздуха дымовых газов в котле-утилизаторе. Пересчет объемов воздуха, объемов продуктов сгорания и долей продуктов сгорания в дымовых газах с учетом топлива, сжигаемого в котле и части дымовых газов после газовой турбины, которые поступают в топку котла. Вычисление количества располагаемой теплоты в котле, потерь с уходящими газами, коэффициента полезного действия, коэффициента сохранения теплоты, расхода и теплоты дымовых газов, которые после газовой турбины поступают в топку, располагаемой теплоты в котле и объема газов в топочной камере.

Блок 12: Вывод результатов расчетов.

Программы расчетов конструктивных элементов котла-утилизатора содержат в себе расчеты элементов с прямоточным, противоточным или сложным взаимным движением теплоносителей и рабочих сред для конвективного и ширмового пароперегревателей, водяного экономайзера (в том числе с участком кипения), воздухоподогревателя, испарителя, конвективного пучка, фестона, газового подогревателя сетевой воды и экранов газовых камер. Они позволяют по заданным параметрам (по типу взаимного движения теплоносителей и рабочих сред на входе в элемент, по типу теплообмена, по характеристикам поверхностей нагрева) определить парамет-



ры теплоносителей и рабочих сред на выходе из элемента. Алгоритмы расчетов удовлетворяют современным нормам теплового расчета котлов [121].

Процесс расчета осуществляется в виде последовательных итераций. Он заканчивается, когда расчетная разница тепловосприятия поверхностей нагрева котла-утилизатора становится меньше наперед заданной величины. Эта величина составляет, как правило, для экранов газовых камер и дополнительных поверхностей 10 %, а для ширмовых поверхностей, конвективных пучков, пароперегревателей, испарителей, водяных экономайзеров и воздухоподогревателей – 2 %. Относительная погрешность расчета теплового баланса всего котла-утилизатора с помощью разработанной математической модели и реализующей ее компьютерной программы не превышает 0,5 %.

Математическая модель парового котла-утилизатора, устанавливаемого за газовой турбиной, может быть интегрирована в виде отдельного модуля (блока) в структуру имитационной модели паро- газотурбинных энергоблоков ТЭС.

### **3.6. Математическая модель линзовых компенсаторов трубопроводных систем энергоблоков АЭС и ТЭС**

Линзовые компенсаторы круглого и прямоугольного сечений широко применяются в котельных установках, станционных трубопроводах и технологических коммуникациях АЭС и ТЭС с давлением транспортируемой среды ниже 1,6 МПа [122, 123].

Известно, что эти трубопроводы различного назначения должны обладать компенсирующей способностью, то есть способностью к деформации без перенапряжения под воздействием возникающих в них температурных удлинений. Если в трубопроводе не будет предусмотрена возможность компенсации его температурных удлинений, в нем могут возникнуть усилия, которые в конечном итоге приведут к его недееспособности. В трубопроводе могут образоваться прогибы, прорывы в местах соединения с другими трубопроводами за счет больших перемещений точек присоединения, возникновения недопустимых сил и моментов у оборудования или строительных конструкций, к которым присоединяется или крепится трубопровод и

ряд других дефектов. Поэтому при проектировании, изготовлении и монтаже трубопроводов уделяется большое внимание вопросам их компенсации.

Необходимо отметить, что в трубопроводах АЭС и ТЭС с давлением транспортируемой среды выше 1,6 МПа (для трубопроводов, применяющихся в тепловых сетях, выше 2,5 МПа) единственно возможным способом компенсации температурных удлинений является их компенсация за счет упругой деформации изгиба и кручения самих трубопроводов, то есть их самокомпенсация [123-126]. Для самокомпенсации прежде всего необходимо, чтобы конфигурация трассы трубопровода включала в себя несколько участков, так называемых плеч. Самокомпенсация трубопровода кроме конфигурации его трассы зависит также и от правильной расстановки опор трубопровода, вида опор – подвижных или неподвижных, пружинных подвесок и других. Во многих случаях для восприятия температурных удлинений в трубопроводе в качестве компенсаторов создают искусственно гнутые П-образные участки. Однако применение такого способа компенсации имеет ряд существенных недостатков: сокращение длины прямых участков трубопровода, вследствие чего повышается его гидравлическое сопротивление; необходимость большей территории для зоны расположения трассы трубопровода; необходимость усложнения строительных конструкций и другие.

Как уже отмечалось, для компенсации тепловых удлинений трубопроводов, применяемых в энергетике, с давлением транспортируемой среды ниже 1,6 МПа, применяются специальные устройства в виде линзовых компенсаторов круглого и прямоугольного сечений. Они без дополнительного изменения конфигурации участков трубопроводов способны выполнять все вышеуказанные функции.

На АЭС и ТЭС осевые линзовые компенсаторы широко применяются в системах продувочных и выхлопных трубопроводов, циркуляционных водопроводов внутри главного корпуса электростанций, промывочных трубопроводов, трубопроводов барботеров и технической воды, газо-воздухопроводов, трубопроводов систем химводоочистки, гидрошлако-золоудаления, промывки регенеративных воздухоподогревателей, маслопроводов. Такие компенсаторы удобны тем, что имеют относительно небольшие габариты вдоль оси трубы и занимают мало места. Их конструкция способна воспри-

нимать температурные удлинения и при этом обеспечивать полную герметичность. Устанавливаются они на прямых участках трубопроводов.

Линзовые компенсаторы прямоугольного сечения, которые обычно устанавливаются в системах трубопроводов газоотводящих трактов, пылевоздушных трактов и воздухопроводов энергетических котлов, работают в условиях относительно низких давлений (менее 0,1 МПа) [127, 128]. Поэтому, в расчетах на жесткость компенсаторов прямоугольного сечения в отличие от компенсаторов круглого сечения значение давления транспортируемой среды можно не учитывать. Некоторые из этих трубопроводных систем, и в частности газо- воздухопроводы, имеют прямоугольное сечение от 0,3 м × 0,4 м до 7,5 м × 10 м, иногда и более. В процессе эксплуатации эти металлические прямоугольные конструкции (короба) нагреваются до температуры 400 °С и более. В результате происходит их температурное удлинение. Поскольку концы газо- воздухопроводов закреплены в неподвижных опорах, от их температурного удлинения в стенках короба возникают напряжения. Для снижения этих напряжений и устанавливаются прямоугольные линзовые компенсаторы. Результаты многочисленных исследований показывают, что действие осевых сил на концевые неподвижные опоры и металлоконструкции газо- воздухопроводов увеличивается с ростом жесткости линзовых компенсаторов. Увеличение жесткости линзовых компенсаторов прямоугольного сечения на 10 % приводит к повышению металлоемкости опорных конструкций газо- воздухопроводов на 10÷15 % [125, 127, 128].

Изготовление осевых линзовых компенсаторов требует достаточно высокой точности для обеспечения их основных показателей жесткости при осевом растяжении под действием давления и компенсирующей способности линзы.

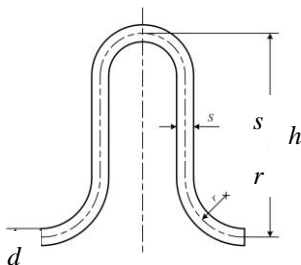
В настоящее время в процессе проектирования трубопроводных систем для АЭС и ТЭС расчеты компенсации трубопроводов обычно выполняются с помощью специально разработанных для этой цели математических моделей и компьютерных программ, позволяющих рассчитать удлинения трубопроводов с учетом или без учета давления транспортируемой среды, распорные усилия трубопровода и другие характеристики. Однако следует отметить, что непосредственная интеграция этих математических моделей и разработанных на их основе компьютерных программ в имитационные модели энергоблоков

АЭС и ТЭС в ряде случаев бывает весьма затруднительно. Отчасти это можно объяснить тем, что в эти модели и программы в качестве исходных данных должно входить большое количество табличных значений различных коэффициентов, что требует создания и организации специальной базы данных.

В связи с этим разработка математических моделей и компьютерных программ для расчета основных показателей линзовых компенсаторов в процессе эксплуатации трубопроводных систем для АЭС и ТЭС продолжает оставаться достаточно актуальной задачей.

В основу описываемого в настоящем подразделе комплекса компьютерных программ для расчета жесткости линзовых компенсаторов круглого и прямоугольного сечений положены соответствующие ГОСТы, нормы и правила, которые применяются на предприятиях-изготовителях в Украине и в России и апробированы опытом изготовления и эксплуатации линзовых компенсаторов для различных систем трубопроводов на АЭС и ТЭС [129, 130].

Линзовые компенсаторы круглого сечения (рис. 3.14) обычно устанавливаются на электростанциях в таких технологических системах: продувочных и выхлопных трубопроводах; циркуляционных водоводов внутри главного корпуса электростанций; промывочных трубопроводов; трубопроводов барботеров и технической воды; трубопроводов систем химводоочистки, гидрошлакоудаления; промывки регенеративных воздухоподогревателей; маслопроводов и в других системах, которые имеют давление среды менее 1,6 МПа.



*Рисунок 3.14 – Геометрические характеристики линзового компенсатора круглого сечения:*

$d$  – расчетный диаметр;  $h$  – высота (вылет) волны компенсатора;  
 $r$  – радиус тороидального перехода в верхней и нижней части компенсатора;  
 $s$  – толщина стенки компенсатора

Разработанная нами математическая модель и реализующая ее компьютерная программа расчета жесткости линзовых компенсаторов круглого сечения состоит из четырех блоков (рис. 3.15).

В первом блоке формализуются исходные данные для расчета. Они включают в себя следующие параметры:

- конструктивные геометрические характеристики компенсатора, в том числе расчетный диаметр  $d$ ; высоту (вылет) волны компенсатора  $h$ ; радиус тороидального перехода в верхней и нижней части компенсатора  $r$ ; толщину стенки компенсатора  $s$ ;
- марку стали, из которой изготавливается компенсатор;
- температуру внутренней стенки компенсатора.

Второй блок программы представляет собой определение обобщенно-функциональной зависимости для конструктивных геометрических характеристик компенсатора в виде следующей функции [130]:

$$R_c = f(d/h, S/h, r/h).$$

Третий блок предназначен для определения численного значения модуля упругости  $E_t$  материала, из которого изготавливается компенсатор. В основу реализации этого блока программы положено определение значений модулей упругости  $E_t$  для различных сталей в зависимости от температуры стенки металла и марки стали (табл. 3.2) [129, 130].

Четвертый блок программы представляет собой определение численного значения жесткости  $C$  компенсатора круглого сечения на основании расчетных величин, полученных в предыдущих трех блоках.

Жесткость линзовых компенсаторов круглого сечения представляет собой следующую функциональную зависимость [130]:

$$C = f(R_c, E_t).$$

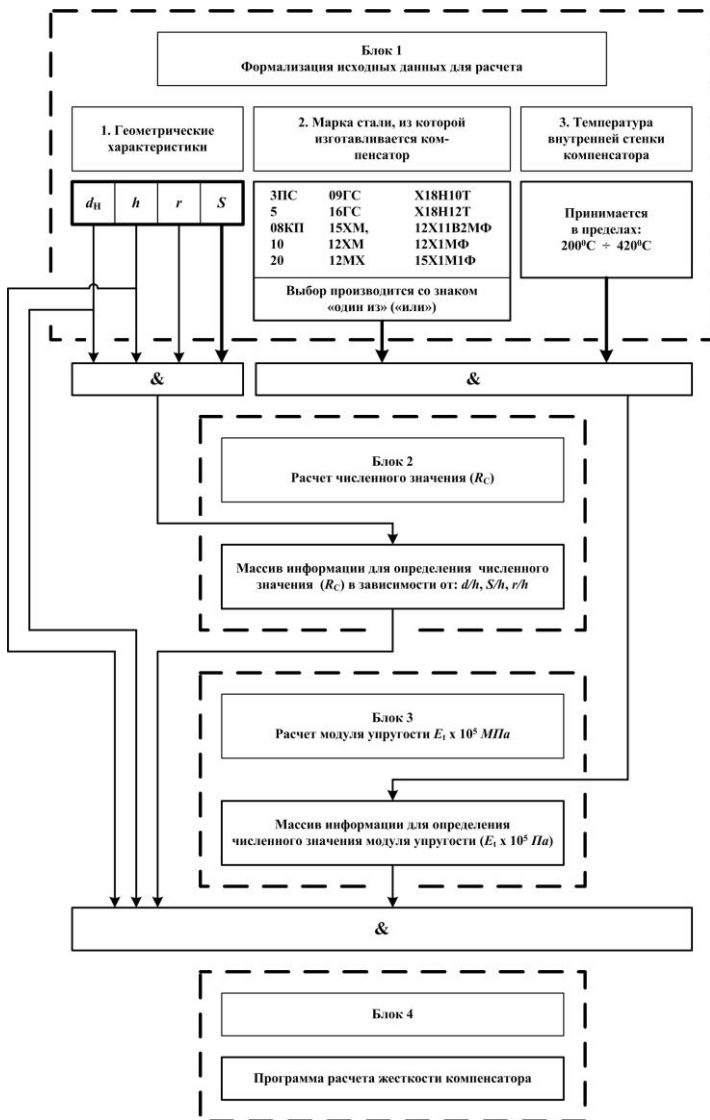


Рисунок 3.15 – Структура блоков программы расчета жесткости линзовых компенсаторов круглого сечения

Таблица 3.2

**Численное значение модуля упругости  
для углеродистых и нержавеющей сталей в зависимости от  
температуры стенки металла**

Марка сталей	Численное значение модуля упругости, $E_t \times 10^5$ МПа	
	Численное значение температуры, °C	
	200	420
ЗПС, 5, 08КП, 10, 20	1,96	1,766
Ст. 09ГС, 16ГС, 15ХМ, 12ХМ, 12МХ, 12Х1МФ, 15Х1М1Ф	2,04	1,864
X18H10T, X18H12T, 12X11B2MФ	1,94	1,714

Компьютерная программа расчета жесткости линзовых компенсаторов прямоугольного сечения (рис. 3.16), которые обычно устанавливаются на различных газо-воздухопроводах с давлением среды менее 0,1 МПа, состоит из трех блоков, представленных на рис. 3.17.

В первом блоке формализуются исходные данные для расчета. Они включают в себя следующие параметры:

- геометрические конструктивные характеристики компенсатора, в том числе размеры прямоугольного сечения  $A$ ,  $B$ ; длину линзы,  $h$ ; толщину стенки компенсатора,  $s$ ;
- температуру внутренней стенки компенсатора,  $t$ ;
- коэффициент Пуассона,  $\mu$ ;

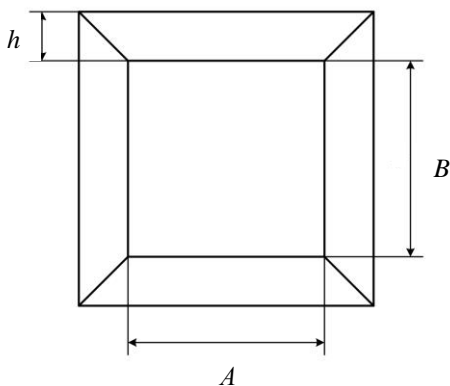


Рисунок 3.16 – Геометрические характеристики линзового компенсатора прямоугольного сечения.  $A$ ,  $B$  – размеры проходного сечения

Второй блок программы предназначен для определения модуля упругости  $E_t$  при расчетной температуре  $t$  [127, 128].

Третий блок программы представляет собой определение численного значения жесткости  $C$  компенсатора прямоугольного сечения на основании расчетных величин, полученных в предыдущих двух блоках.

Таким образом, жесткость линзовых компенсаторов прямоугольного сечения представляет собой следующую функциональную зависимость [128]:

$$C = f(A, B, h, s, E, \mu) .$$

Разработанная математическая модель и реализующие ее компьютерные программы, которые являются открытыми системами, можно применять при выполнении расчетов линзовых компенсаторов для различных трубопроводных систем энергетических объектов. Они показали высокую точность при выполнении таких расчетов на ряде котлостроительных предприятий в Украине и России и могут быть интегрированы в структуру имитационной модели энергоблоков АЭС и ТЭС.



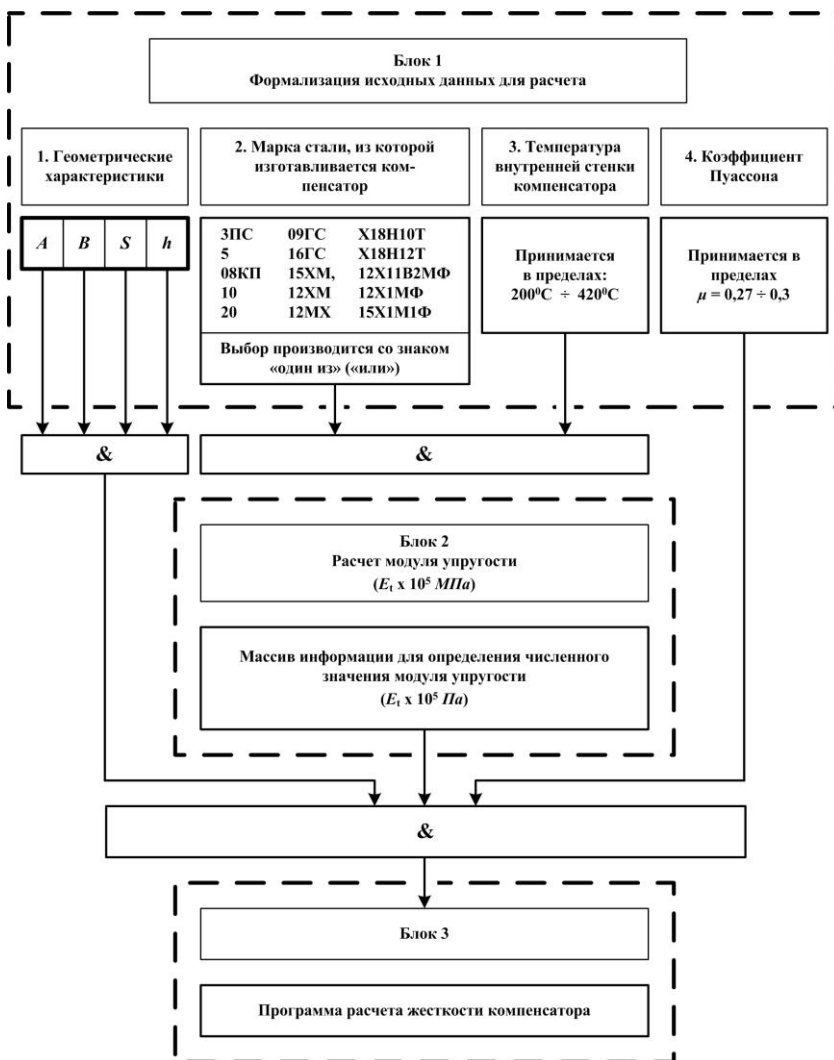


Рисунок 3.17 – Структура блоков программы расчета жесткости линзовых компенсаторов прямоугольного сечения

## Глава 4

# ИМИТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ЭНЕРГОБЛОКА АЭС С ВВЭР-1000

Настоящая глава посвящена созданию имитационной модели энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000 на базе разработанной математической модели горизонтального парогенератора типа ПГВ-1000 и усовершенствованной за счет моделей систем конденсации и регенерации математической модели конденсационных паротурбинных установок для атомных электростанций, описанной в [1]. Такая имитационная модель позволяет на основе системного подхода к организации сложной технической системы (энергоблок АЭС) решать различные задачи, возникающие на этапах жизненного цикла данного объекта, в том числе задачи определения эксплуатационных характеристик и оптимального распределения нагрузок между энергоблоками электростанций. Необходимо отметить, что решение таких задач возможно лишь при наличии исчерпывающей информации о значениях параметров оборудования энергоблока, которые могут существенно меняться в межремонтный период. Имитационная модель энергоблока АЭС с ВВЭР-1000 строится на основе комплексного метода исследования сложных технических систем с помощью современной вычислительной техники, включающего построение концептуальных, математических и программных моделей, выполнение широкого спектра целенаправленных имитационных экспериментов, обработку и интерпретацию результатов этих экспериментов – имитационного моделирования [58, 59]. При существующих некоторых недостатках этого метода (точность имитационной модели зависит от достоверности исходной информации, метод требует проведения целого ряда имитационных экспериментов, возможности решения задач прогнозирования состояния оборудования с помощью имитационного моделирования имеют свои ограничения), он, тем не менее, является одним из наиболее широко используемых мощных инструментариев, применяемых при решении задач анализа, управления и синтеза сложных систем.

#### **4.1. Технические характеристики систем, оборудования и технологических процессов энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000**

Современная атомная электростанция является сложным объектом управления с многочисленными внешними и внутренними связями и ограничениями [131]. Общей задачей системы управления в ней является обеспечение максимально эффективного режима работы, при котором потребители непрерывно получают электрическую и тепловую энергию необходимого качества при наименьших экономических затратах на ее производство, передачу и распределение. Технологический комплекс «электростанция – энергоблок – агрегат (парогенератор, реакторная установка, турбоустановка и другое оборудование)» является типичным примером сложной многоуровневой и многофункциональной системы управления с распределенными параметрами, которая описывается дифференциальными уравнениями в частных производных, а переменная состояния в каждый момент времени это функция одной или нескольких координат. При моделировании системы организации управления таким комплексом целесообразно воспользоваться понятием обобщенного объекта управления, характеризуемого ограниченным числом общих признаков – блочной компоновкой и однотипностью основного оборудования [48].

Важнейшей системной характеристикой энергоблока АЭС является его технологическая схема (рис. 4.1).

Технологическая схема энергоблоков АЭС с реактором ВВЭР-1000 имеет два контура.

Первый контур – радиоактивный. Он предназначен для отвода теплоты, выделяющейся в реакторе, и передачи ее во втором контуре в парогенераторе рабочему веществу.



кислоты), прокачиваемым через активную зону главными циркуляционными насосами. Из реактора теплоноситель по главным циркуляционным трубопроводам поступает в парогенераторы, где отдает теплоту рабочему веществу (питательной воде) второго контура АЭС и затем с помощью главных циркуляционных насосов подается в реактор. Вырабатываемый во втором контуре парогенераторов сухой насыщенный пар поступает в турбины энергоблока АЭС.

Второй контур технологической схемы энергоблока (рис. 4.1) – нерадиоактивный – состоит из парогенерирующей части парогенераторов, турбины, основного и вспомогательного оборудования турбоустановки. На энергоблоках АЭС с ВВЭР-1000 установлены турбины типа К-1000-60/1500 с электрогенераторами ТБВ-1000-4.

Управление энергоблоками АЭС предусматривает централизованный контроль и дистанционное управление основными технологическими процессами, автоматическое регулирование, осуществляемое по принципу автономных регуляторов, местный контроль и управление вспомогательными системами. То есть управление и контроль за работой систем и оборудования АЭС осуществляется на двух уровнях – общестанционном уровне и уровне энергоблоков. На общестанционном уровне решаются задачи связи и обмена информацией с вышестоящими АСУ, формирования заданий отдельным энергоблокам, управления электрическими устройствами, координация работы общестанционных установок; на уровне управления блоком – задачи управления энергоблоком во всех режимах.

Контроль за параметрами первого и второго контуров реакторных установок осуществляется на основании анализа данных приборов, расположенных на блочных щитах управления, измеряющих температуру теплоносителя на выходе из тепловыделяющих сборок, температуру теплоносителя первого контура, температуру питательной воды второго контура, давление воды первого контура, давление насыщенного пара во втором контуре, расход воды в первом контуре, расход воды и пара во втором контуре, плотность нейтронного потока при подъеме мощности и в процессе работы реактора, электрические параметры генераторов и т.д. В настоящее время в Украине контроль и управление энергоблоком с реактором ВВЭР-1000 осуществляются с помощью различных модифицированных вариантов информационно-вычислительной системы "Комплекс – Титан 2".

## **4.2. Имитационная модель**

## энергоблока АЭС с ВВЭР-1000

Компромисс между простотой и полной математическим описанием сложных технических систем, какой является энергоблок АЭС, достигается многоуровневым иерархическим представлением. При таком представлении модель формулируется в таких терминах как блок, объект, атрибут объекта, схема поведения объекта. При структурном представлении схемы энергоблока образуются структурные блоки, формируются объекты, с помощью которых описывается основное технологическое оборудование и которые находятся в иерархическом подчинении (рис. 4.2).

Блок «Паровая турбина» объединяет объекты: «цилиндр турбины» и «клапаны и трубопроводы». «Цилиндр турбины», в свою очередь, в своем подчинении имеет объекты: отсек ступеней, патрубки отборов пара, последняя ступень, выходной патрубков, концевые уплотнения. Блок «Тепломассообменного оборудования» включает объекты систем регенеративного подогрева питательной воды низкого и высокого давлений, испаритель, деаэратор, теплофикационная установка. Блок «Парогенератор» объединяет объекты: «водяной объем», «поверхность теплообмена», «паровой объем», «сепаратор», «коллектор»; причем последний включает еще ряд объектов: коллектор теплоносителя, раздачи питательной воды, паровой коллектор.

При имитационном моделировании тепловая схема энергоблока представляется ориентированным технологическим графом [62, 132]:

$$G = (L, U), \quad (4.1)$$

где  $L = \{l_1, \dots, l_m\}$  – множество узлов,  $U = \{u_1, \dots, u_n\}$  – множество дуг.

Узлы графа – технологическое оборудование, входящее в состав технологической схемы. Ориентация дуг графа совпадает с направлением движения теплоносителей (рабочих веществ) и передачи механической, тепловой и электрической энергий в технологических связях установки (рис. 4.3).

Дуги графа разбиты на два типа:

$$B_u = \{B_u^{(1)}, B_u^{(2)}, B_u^{(3)}, B_u^{(4)}, B_u^{(5)}\} \quad (4.2)$$

и

$$\mu_{u_i} = \{\mu_{u_i}^{(1)}, \mu_{u_i}^{(2)}\} \quad (4.3)$$

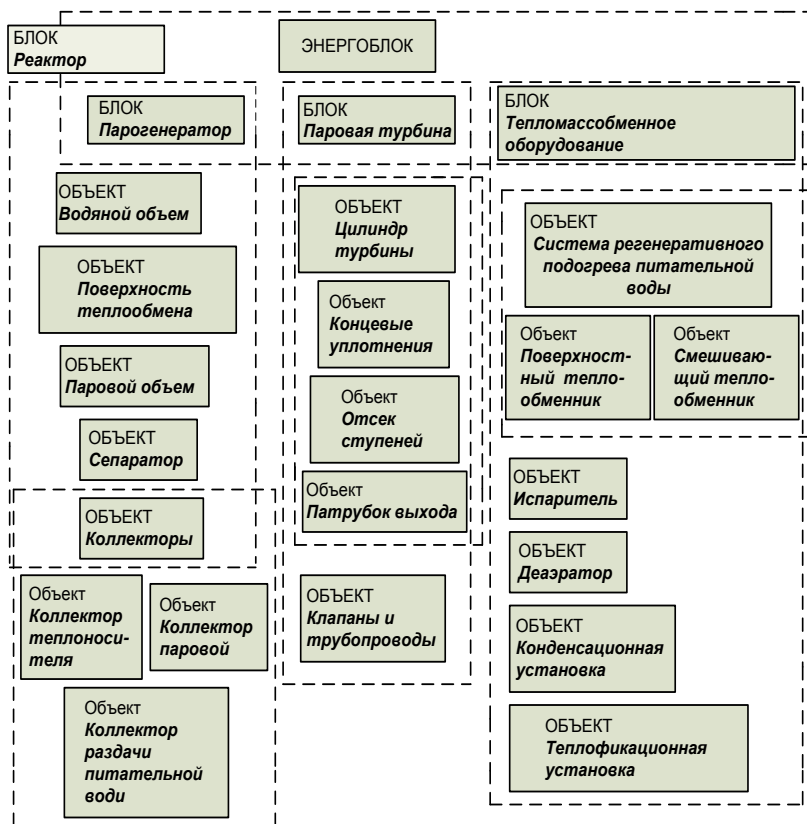


Рисунок 4.2 – Иерархия основных объектов имитационной модели энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000

В разбиении  $B_u$ , представляющем характеристику связей всего энергоблока, указанные пять множеств  $B_u^{(i)}$  ( $i = \overline{1,5}$ ) представляют дуги, замещающие связи соответственно по пару  $B_u^{(1)}$ , по воде  $B_u^{(2)}$ , по влажному пару  $B_u^{(3)}$ , по мощности  $B_u^{(4)}$ , (механические связи), по теплоте  $B_u^{(5)}$ .

Второе разбиение  $\mu_{u_i}, i = 1, \dots, m$  является локальной характеристикой связей. Ее введение связано с разделением дуг в пределах конкретного рас-

смаатриваемого узла на основные и вспомогательные. Основные дуги показывают основной в пределах узла поток рабочего вещества (теплоносителя).

Структура графа может быть записана следующим образом:

$$G^{\circ} = \bigcup_{i=1}^m N_i \Leftrightarrow \bigcup_{i=1}^m \bigcup_{j \in R_i} N_j, \quad (4.4)$$

где  $N_i, N_j$  – названия технологических элементов, входящих в структуру энергоблока;  $R_i$  – множество элементов, в которые направляются исходящие из элемента  $N_i$  технологические связи;  $\Leftrightarrow$  – знак двустороннего соответствия;  $m$  – количество технологических элементов в структуре энергоблока, каждый из которых характеризуется определенной совокупностью числовых параметров (исходными данными для расчета).

Как и всякая техническая система, энергоблок АЭС состоит из вполне определенного множества элементов (оборудование энергоблока), находящихся между собой в некоторых отношениях (определяемых тепловой схемой энергоблока), а цель, заданная для элементов и отношений, и ресурсы для достижения этой цели определяют целостность объекта.

Таким образом, имитационная модель энергоблока, являющаяся дальнейшим развитием и совершенствованием модели паротурбинной установки [1], сохраняет принятую в работе [1] концепцию моделирования и может быть представлена следующим образом:

$$\{ \Omega(\chi) \mid \varphi_i(\chi) = 0, \chi \in K, i = \overline{1, s} \}, \quad (4.5)$$

где  $\Omega(\chi)$  и  $\varphi_i(\chi)$  – функциональные отношения, описывающие показатели эффективности энергоблока как технической системы ( $\Omega(\chi)$ ) и технологические процессы, протекающие в нем ( $\varphi_i(\chi)$ ),  $i$  – номер функционального отношения;  $s$  – количество отношений в имитационной модели;  $\chi = \langle X, Y, G^T, \Lambda, B \rangle$  – информационная структура имитационной модели, в которой  $X$  – вектор независимых параметров оборудования энергоблока,  $Y$  – вектор зависимых параметров оборудования энергоблока,  $G^T$  – технологический граф,  $\Lambda = (\lambda_1, \dots, \lambda_r)$  – вектор параметров, описывающих влия-



ние внешних условий эксплуатации энергоблока,  $B$  – вектор параметров, описывающих уровень детализации имитационного моделирования;  $K$  – область всех возможных функциональных состояний оборудования энергоблока, которые могут быть описаны с помощью имитационной модели.

Система функциональных отношений (4.5) включает уравнения термодинамики, гидравлики, тепломассообмена, уравнения состояния воды и водяного пара, кинематических и теплофизических свойств рабочих веществ и теплоносителей, конструктивные и технико-экономические зависимости. Эта система характеризуется следующими особенностями: количество функциональных отношений в ней исчисляется сотнями, она нелинейная (а в ряде выражений – трансцендентная), содержит неявные функции. Количественный и качественный состав соотношений системы (4.5) зависит от структуры тепловой схемы энергоблока, то есть от логической информации, описываемой с помощью технологического графа  $G^T$ , а также от целей решаемых задач (задачи управления, оптимизационные расчеты, технико-экономические исследования и другие).

Переменные информационной структуры определяются как нечеткие множества, и потому  $\chi$  является сложным нечетким образованием. Возможность использования теории нечетких множеств для описания и формализации, например, областей допустимых режимов работы оборудования представляется крайне важной. Это связано с тем, что задание жестких ограничений для АСУ ТП и систем автоматики приводят в настоящее время к отключению этих систем диспетчером [131].

Перечисленные особенности характеризуют систему отношений, описывающую энергоблок, как многопараметрическую систему с переменной структурой. Известно, что успех в решении структурно-параметрических задач во многом зависит от эффективности выбора математических средств их описания. Наиболее подходящими для решения этого класса задач являются математические методы, использующие понятия логико-числовых операторов, которые принимают конкретные числовые значения в зависимости от логической информации, содержащейся в структуре технологического графа  $G^T$ . По этой причине имитационная модель энергоблоков АЭС (4.8) организована в виде

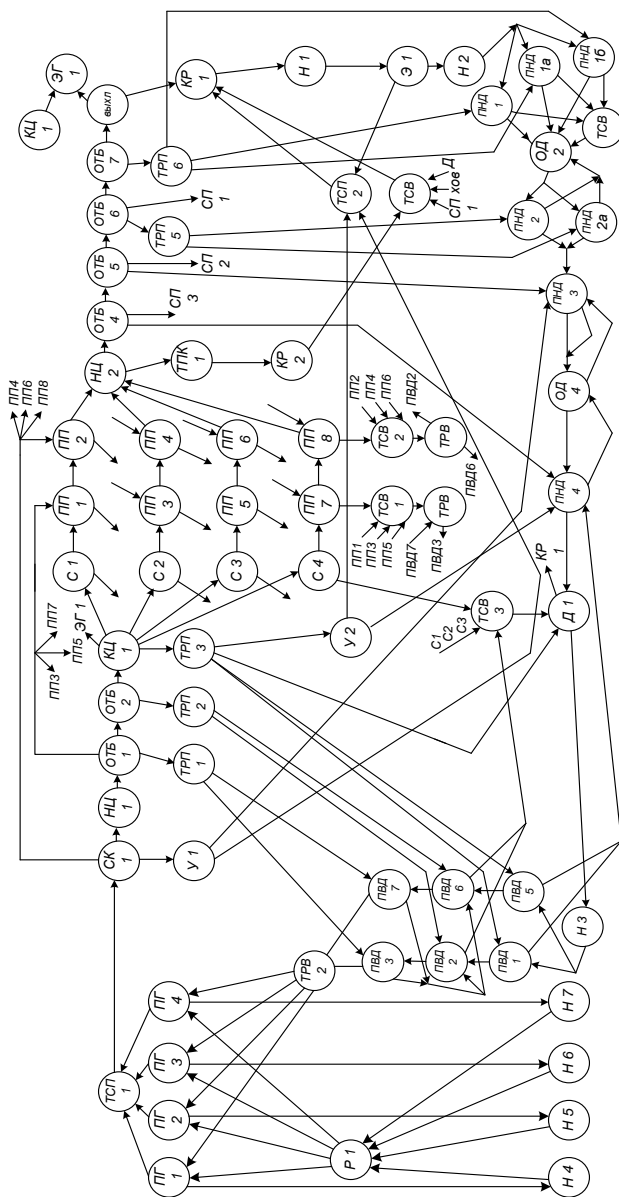


Рисунок 4.3 – Технологический граф энергоблока АЭС мощностью 1000 МВт

логико-числовых операторов, состав, количество и порядок которых зависят от структуры тепловой схемы энергоблока и целей использования модели. Имитационная модель энергоблока условно состоит из внутренней и внешней частей. Внутренняя часть представляет собой набор логико-числовых операторов, определенных информационной структурой модели  $\chi$ , а внешняя – совокупность методов решения задач расчетов. Такая организация имитационной модели энергоблока привела к тому, что и управление этой моделью делится на внутреннее и внешнее.

Внутреннее управление обеспечивает автоматическое функционирование логико-числовых операторов имитационной модели как единого целого. В результате формируется и решается система функциональных отношений, описывающая конкретную тепловую схему энергоблока.

Имитационная модель энергоблока АЭС в операторной форме имеет вид:

$$\begin{aligned} \{ \Psi(q(\chi)) \mid \Psi(M(\chi))=0; \Psi(P(\chi))=0; \Psi(T(\chi))=0; \Psi(E(\chi))=0; \\ \Psi(\eta(\chi))=0; \Psi(e(\chi))=0; \Psi(d(\chi))=0; \chi \in K_{\bar{a}} \} \end{aligned} \quad (4.6)$$

В этом выражении:  $\Psi(q(\chi))$  – логико-числовой оператор расчета показателей эффективности работы энергоблока брутто и нетто (электрической мощности, удельного расхода теплоты и других показателей);  $\Psi(M(\chi))$  – оператор расчета расходов рабочих веществ и теплоносителей по уравнениям сохранения количества вещества;  $\Psi(P(\chi))$  – оператор расчета давлений рабочих веществ и теплоносителей;  $\Psi(T(\chi))$  – оператор расчета термодинамических параметров (энтальпий, температур и других) рабочих веществ и теплоносителей;  $\Psi(E(\chi))$  – оператор расчета уравнений сохранения энергии;  $\Psi(\eta(\chi))$  – оператор расчета коэффициентов полезного действия парогенератора, всей турбины, отдельных цилиндров, отсеков и ступеней проточной части турбины, всех насосов и всего энергоблока;  $\Psi(e(\chi))$  – оператор расчета внутренних параметров парогенератора, турбины, теплообменного, насосного и другого оборудования;  $\Psi(d(\chi))$  – оператор диагностики и расчета надежности состояния оборудования и схем энергоблоков. Все перечисленные операторы являются логико-числовыми.

Внешнее управление имитационной моделью энергоблока предназначено для имитации функционирования энергоблока путем изменения параметров оборудования и структуры тепловой схемы. Оператор внешнего управления представляет собой двухместный логико-числовой оператор  $\text{var}(\chi, \Sigma)$ , который с помощью множества формализованных математических процедур  $\Sigma$  может осуществлять целенаправленные изменения всех числовых и логических переменных информационной структуры модели  $\chi$ . В состав  $\Sigma$  также входят: методы решения задач нелинейного программирования (методы многопараметрической оптимизации), методы планирования эксперимента и статистической обработки его результатов (регрессионный и дисперсионный анализ данных), идентификации математических моделей оборудования и другие методы.

С помощью имитационной модели энергоблоков АЭС могут быть решены многие задачи, возникающие при их эксплуатации:

- задачи анализа влияния параметров оборудования, структуры тепловых схем и внешних условий эксплуатации на показатели эффективности работы энергоблоков, то есть задачи определения эксплуатационных характеристик вида:

$$\Omega(\chi) = f(X, Y, G^T, \Lambda, B); \quad (4.7)$$

- задачи структурно-параметрической оптимизации показателей эффективности работы энергоблоков:

$$\begin{aligned} & \text{extr}_{\chi} \Omega \{ \Omega(\chi) \mid \varphi_i(\chi) = 0; \\ & X_{\min} \leq X \leq X_{\max}; Y_{\min} \leq Y \leq Y_{\max}; \\ & G^{\circ} \in (G_1^{\circ}, G_2^{\circ}, \dots, G_k^{\circ}), \Lambda \in (\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_r); \\ & \aleph = \text{const}; i = \overline{1, s} \}; \end{aligned} \quad (4.8)$$

- задачи диагностики технического состояния оборудования на основе анализа зависимостей вида:

$$(X, Y, G^T, \Lambda, B) = \psi(\Omega(\chi)); \quad (4.9)$$

- задачи оптимального распределения электрических и тепловых нагрузок во времени  $t$  между  $n$  энергоблоками электростанции в зависимости от технического состояния их оборудования с целью достижения оптимальных показателей эффективности работы всей электростанции  $\Omega_{\text{станции}}$ :

$$\Omega_{\text{станции}} = \text{extr} \left[ \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \Omega_i(X_i(t), Y_i(t), G_i^\circ(t), \Lambda_i(t), B(t) = \text{const}) \right], \quad (4.10)$$

где  $\Omega_i(X_i(t), Y_i(t), G_i^\circ(t), \Lambda_i(t), B(t) = \text{const})$  – показатель эффективности  $i$ -го энергоблока;

- задачи оценки эффективности работы энергоблоков в течение прогнозируемого периода их эксплуатации  $t$  на основе анализа показателей надежности  $R(t)$  (например, вероятности безотказной работы) их тепловых схем и оборудования:

$$\{\Omega(\chi, R(t)) | \varphi_i(\chi, R(t)) = 0, \chi \in K_{\bar{\alpha}}, i = \overline{1, s}, \}. \quad (4.11)$$

### 4.3. Автоматизированный комплекс программ для моделирования режимов работы энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000

Разработанный на базе описанной имитационной модели автоматизированный комплекс программ, входящий в состав измерительно-вычислительного комплекса (ИВК) АСУ ТП энергоблоков АЭС, имеет блочную (модульную) структуру с иерархической упорядоченностью (рис. 4.4).

На верхнем уровне автоматизированного комплекса программ находится управляющая программа, организующая работу всего комплекса по выполнению заданий, поступающих от пользователя.

Лексический и синтаксический анализ введенных пользователем директив выполняет специально разработанный транслятор входного языка (по типу объектно-ориентированных языков).

Блок программ работы с базой данных (БД) (рис. 4.4) предназначен для хранения информации, которая накапливается в процессе эксплуатации энергоблока.

Блок программ идентификации (рис. 4.4), связанный с блоком информации контрольно-измерительных приборов (КИП) энергоблока, предна-

значен для повышения адекватности математических моделей технологических процессов в энергетическом оборудовании и достоверности диагностических выводов о его техническом состоянии в случаях несоответствия количества расчетных параметров моделей и данных измерений КИП во время эксплуатации энергоблока.

Блок программ модификации структур тепловых схем (ТС) энергоблоков (рис. 4.4) проверяет возможность связи энергетического, тепломеханического, парогенерирующего, насосного и иного оборудования энергоблока с точки зрения смысла технологического процесса. Кроме того, этот блок управляет работой семантических подпрограмм транслятора, осуществляющих следующие изменения в структуре ТС: подключение, отключение, переключение, замену, исключение и включение оборудования в ТС; определяет возможность технологических связей между оборудованием.

Блок программ модификации параметров ТС управляет вводом и коррекцией исходных данных, необходимых для расчета параметров технологических процессов в оборудовании энергоблока, а также управляет работой подпрограмм транслятора, осуществляющих лексическую и синтаксическую обработку директив, вводимых пользователем.

Блок программ термодинамических расчетов параметров технологических процессов в оборудовании энергоблока (рис. 4.4) управляет расчетом различных версий ТС и определяет тепловые и энергетические показатели эффективности работы всего энергоблока.

Программы, входящие в блок, представляют собой программную реализацию следующих логико-числовых операторов имитационной модели (4.4): оператора  $\Psi(M(\chi))$ , определяющего значения расходов для всех элементов и связей схемы энергоблока (узлов и дуг технологического графа  $G^T$ ); оператора  $\Psi(P(\chi))$ , который определяет давление рабочего вещества и

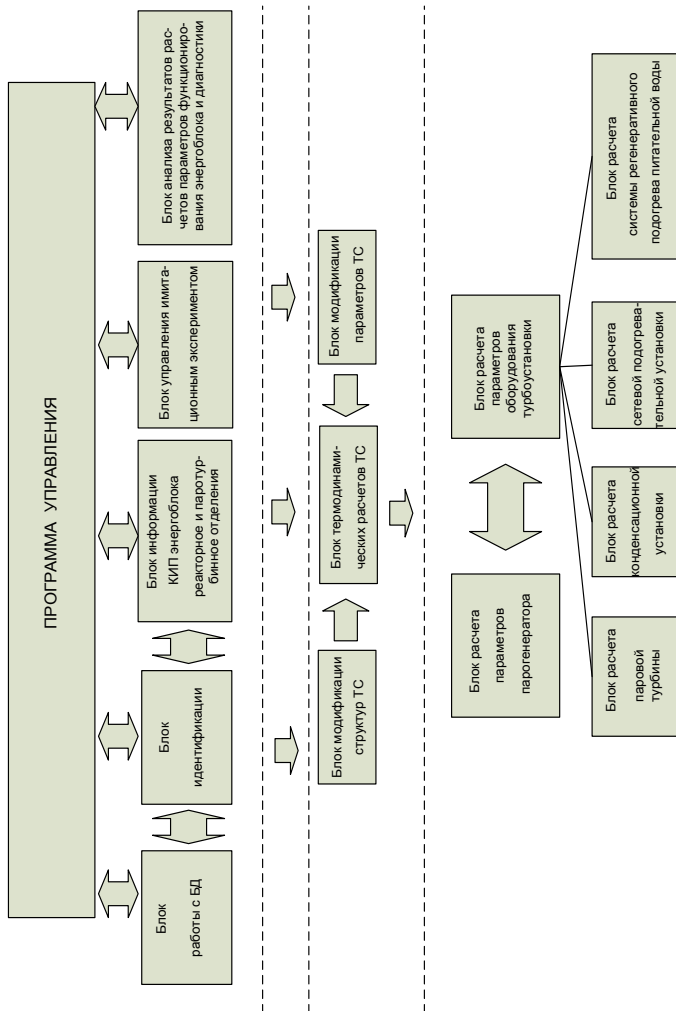


Рисунок 4.4 – Структура автоматизированного комплекса программ, реализующего имитационную модель энергоблока АЭС

теплоносителей в элементах и связях ТС (узлах и дугах  $G^T$ ); оператора  $\Psi(E(\chi))$ , определяющего энергетические (тепловые) показатели для каждого элемента схемы (узла технологического графа  $G^T$ ); оператора  $\Psi(\eta(\chi))$ , рассчитывающего КПД отдельных элементов схемы (узлов графа  $G^T$ ); оператора  $\Psi(q(\chi))$ , определяющего энергетические и тепловые показатели энергоблока с точностью, необходимой для решения конкретной задачи. Блок программ расчета параметров парогенератора ПГВ-1000 для энергоблока АЭС с ВВЭР-1000 (рис. 4.4) определяет его паропроизводительность и параметры нагреваемого рабочего вещества в водяном и паровом объемах агрегата, в сепарационном устройстве, паровом коллекторе и паропроводе, а также греющего теплоносителя в трубной системе парогенератора при задаваемой тепловой мощности реактора и известных конструктивных параметрах теплопередающей поверхности; осуществляет расчет теплового баланса парогенератора, определяет его коэффициент полезного действия и осуществляет связь между расчетами параметров парогенератора и всего энергоблока. Данный блок программ является программной реализацией операторов  $\Psi(e(\chi))$  и  $\Psi(\eta(\chi))$ , имитационной модели (4.4), рассчитывающих внутренние параметры объектов, относящихся к блоку «Парогенератор» (рис. 4.2).

Блок программ расчета параметров оборудования турбоустановки (рис. 4.4) определяет показатели энергетической и тепловой эффективности работы паротурбинной установки (электрической мощности, удельного расхода теплоты и других), управляет блоками программ расчета параметров ее отдельных технических систем (турбины, конденсационной установки, системы регенеративного подогрева питательной воды, теплофикационной установки) и осуществляет связь между расчетами параметрами турбоустановки и всего энергоблока. В основе этого блока программ находится имитационная модель паротурбинной установки, разработанная в [1], которая была усовершенствована за счет включения блоков детального расчета внутренних параметров конденсационной установки, системы регенеративного подогрева питательной воды, сетевой подогревательной (теплофикационной) установки.



Блок программ расчета паровой турбины (рис. 4.4) определяет параметры в проточной части основной турбины и турбопривода питательного насоса на основе метода газодинамического расчета процесса расширения осесимметричного потока пара в направляющих и рабочих лопатках турбины по их сечениям [133, 134] и осуществляет связь между расчетами проточной части турбины и других систем и оборудования турбоустановки. Применяемый метод расчета осесимметричного потока пара по сечениям лопаток позволяет с достаточно высокой степенью точности определять коэффициенты полезного действия отдельных ступеней, отсеков ступеней и цилиндров турбины с учетом сверхкритических режимов работы и потерь в лопаточных аппаратах. При этом учитываются протечки пара через зазоры в периферийных, диафрагменных и корневых уплотнениях лопаточного аппарата и концевых уплотнениях цилиндров турбины, отборы и подводы пара в проточную часть. Программы этого блока представляют собой программную реализацию логико-числовых операторов  $\Psi(e(\chi))$  и  $\Psi(\eta(\chi))$  имитационной модели (4.4) применительно к расчету внутренних параметров и коэффициентов полезного действия объектов, относящихся к блоку «паровая турбина» (рис. 4.2).

Блоки программ расчета конденсационной установки, системы регенеративного подогрева питательной воды, сетевой подогревательной (теплофикационной) установки (рис. 4.4) рассчитывают внутренние параметры технологических процессов и коэффициенты полезного действия (для насосов) в конденсаторах, подогревателях низкого и высокого давления, деаэраторах, испарителях, подогревателях сетевой воды, эжекторах, трубопроводах, конденсатных, дренажных, питательных, бустерных, сетевых, циркуляционных насосах и другом тепломассообменном и насосном оборудовании турбоустановки. При расчете внутренних параметров теплообменного оборудования в зависимости от требуемой точности решаемой задачи используются либо коэффициенты теплопередачи для различных зон поверхности теплообмена оборудования, либо средний для всей поверхности теплообмена коэффициент теплопередачи. Эти блоки программ представляют собой программную реализацию логико-числового оператора  $\Psi(e(\chi))$  имитационной модели (4.4) применительно к тепломассообменным объектам, входящим в блок «тепло-

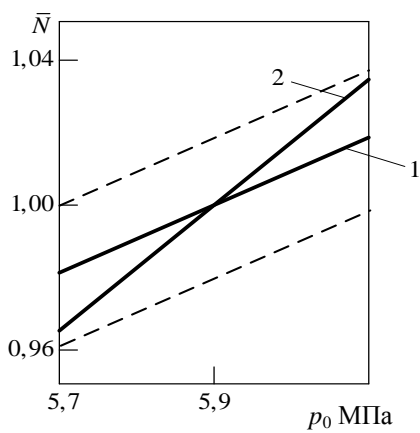
массообменное оборудование» (рис. 4.2), и логико-числовые операторы  $\Psi(e(\chi))$  и  $\Psi(\eta(\chi))$  применительно к насосному оборудованию этого блока.

В блок программ управления имитационным экспериментом включены программы, реализующие статистические методы планирования эксперимента и обработки его результатов с помощью многофакторных данных регрессионного и дисперсионного анализа, методы многопараметрической оптимизации, в том числе и метод оптимального распределения нагрузок между энергоблоками, методы ранжирования параметров и некоторые другие. Этот блок программ представляет собой программную реализацию логико-числового оператора  $\text{var}(\chi, \Sigma)$  для внешнего управления имитационной моделью (4.4) применительно к перечисленным математическим методам.

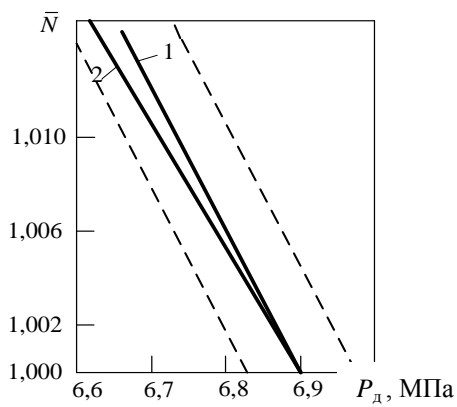
Блок программ документирования, анализа и диагностики накапливает результаты расчета параметров технологических процессов во всем оборудовании энергоблока, проводит диагностику и расчет надежности его состояния и осуществляет сравнительный анализ технико-экономических показателей качества функционирования энергоблока (показателей выработки электрической и тепловой энергий).

Для проверки адекватности имитационных моделей оборудования энергоблока АЭС с ВВЭР-1000, положенных в основу автоматизированного комплекса программ, был проведен анализ материалов тепловых испытаний на Запорожской АЭС (результаты натурных экспериментов) [5, 135-137] и результатов численных экспериментов на имитационных моделях.

Ниже представлена сравнительная оценка эксплуатационных характеристик турбоустановок типа К-1000-60/1500-2, полученных в результате обработки данных, являющихся результатом проведения испытаний на конденсационных турбоустановках энергоблоков Запорожской АЭС, а также с помощью численных экспериментов на математических моделях автоматизированного программного комплекса (рис. 4.5÷4.10).



**a**



**б**

Рисунок 4.5 – Изменение мощности турбоустановки К-1000-60/1500-2 в зависимости от отклонения:

**a** – давления свежего пара  $p_0$ ; **б** – давления в деаэраторе  $p_d$

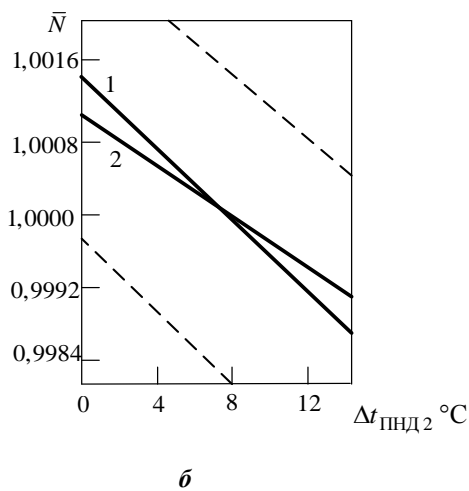
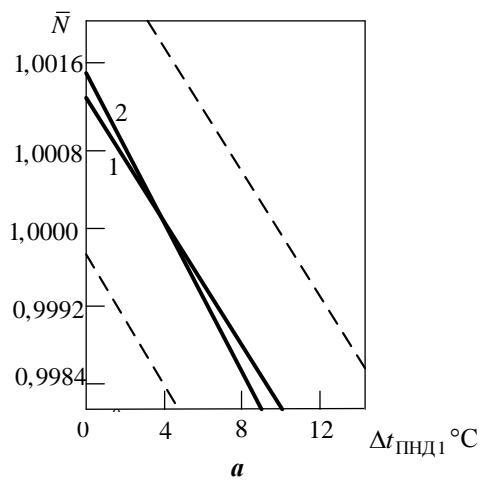
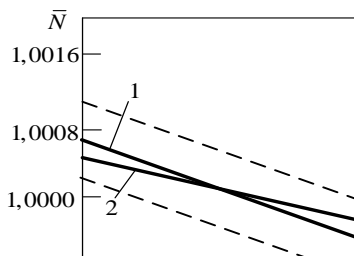
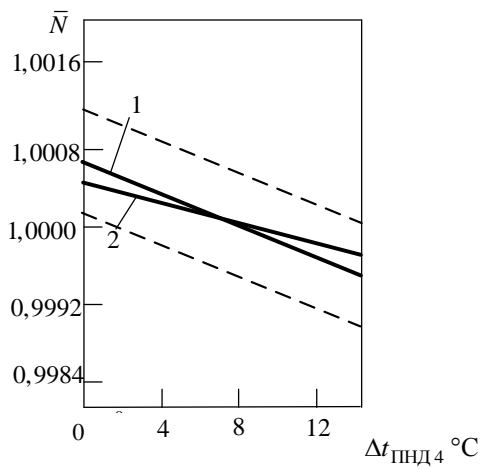


Рисунок 4.6 – Изменение мощности турбоустановки К-1000-60/1500-2 в зависимости от отклонения недогрева:  
 $a - \Delta t_{\text{ПНД}1}$  в ПНД-1;  $b - \Delta t_{\text{ПНД}2}$  в ПНД-2





***б***

Рисунок 4.7 – Изменение мощности турбоустановки К-1000-60/1500-2 в зависимости от отклонения недогрева:

***а*** –  $\Delta t_{\text{ПНД } 3}$  в ПНД-3;    ***б*** –  $\Delta t_{\text{ПНД } 4}$  в ПНД-4

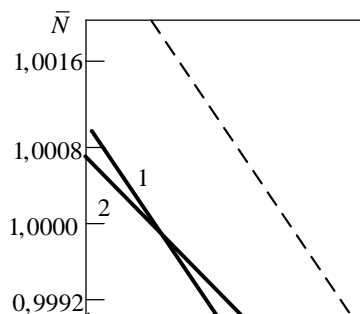
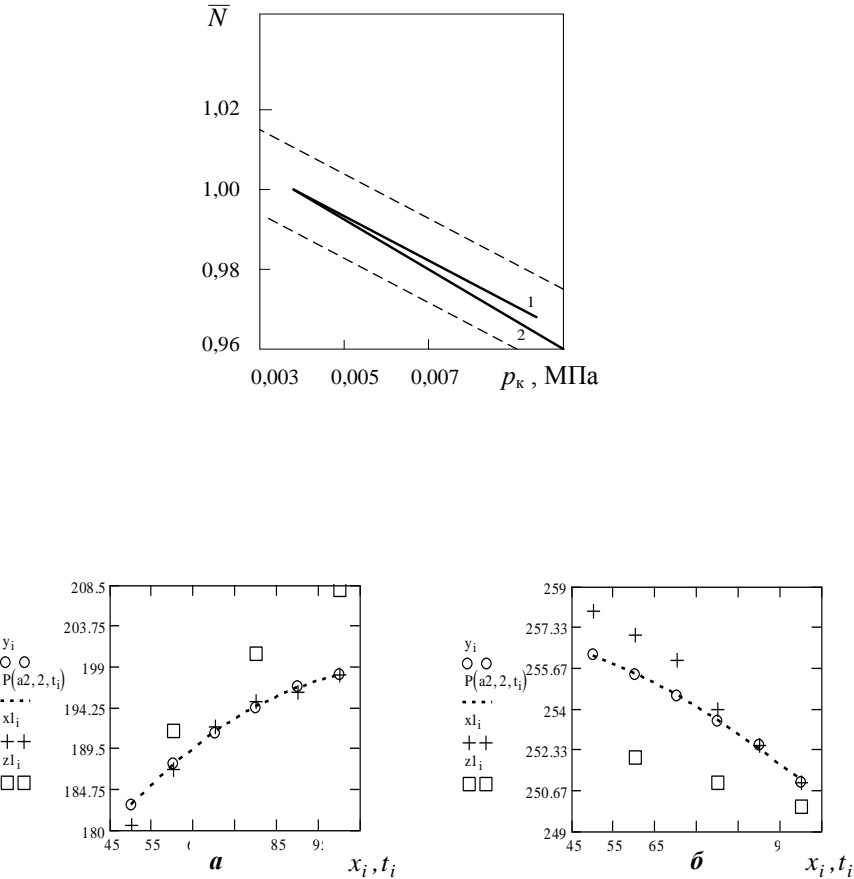


Рисунок 4.8 – Изменение мощности турбоустановки К-1000-60/1500-2 в зависимости от отклонения недогрева  $\Delta t_{\text{ПНД-5}}$  в ПВД-5



*Рисунок 4.10 – Температурные характеристики технологических процессов в сепараторах пароперегревателях типа СПП-1000: температура на выходе из ступени I (а) и II (б)*

*в диапазоне нагрузок 70-100 % электрической мощности  $N$*

*○ – тепловые испытания «Южтехэнерго» (г. Львов);*

*+* – имитационный эксперимент; *□* – расчет завода-изготовителя СПП-1000

Как видно из рисунков, расчетные зависимости, описывающие характеристики турбоустановки, попадают в доверительные интервалы, построенные для экспериментальных кривых для всех исследованных характеристик. Это позволяет сделать вывод, что расчетные и экспериментальные кривые влияния давления свежего пара, давления в деаэраторе, недогрева в подогревателях низкого давления, давления в конденсаторе на мощность и тепловую экономичность турбоустановки имеют достаточно хорошее совпадение.

Поэтому разработанный автоматизированный программный комплекс может быть эффективно применен для определения эксплуатационных характеристик и оптимального распределения нагрузок между энергоблоками АЭС с ВВЭР-1000 с точностью, достаточной для эксплуатационного персонала (под достаточной точностью понимается получение при погрешности исходных данных параметров в допустимых для них пределах, погрешностей результатов расчета, не превышающих пределов, допустимых для оценки эффективности и безопасности работы энергоблока).

## **Глава 5**

### **АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ**

# ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ЭНЕРГООБЛОКАХ АЭС С ВВЭР-1000 НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИХ РАБОТЫ

Исследованию влияния отклонений параметров оборудования паротурбинных установок ТЭС и АЭС от расчетных величин на основные показатели работы – электрическую мощность  $\bar{N}$  и тепловую экономичность  $\bar{q}$  – при режимах работы, близких к номинальному, посвящен целый ряд научных исследований теоретического и экспериментального характеров [1-6]. Полученные в них эксплуатационные характеристики представляют собой регрессионные уравнения зависимостей изменений основных показателей турбоустановок  $\bar{N} = N/N_0$  и  $\bar{q} = q/q_0$  от изменений параметров их оборудования, где  $N$  и  $q$  – показатели турбоустановок в исследуемом режиме работы, а  $N_0$  и  $q_0$  – в исходном (нормативном) режиме. В виде функциональных зависимостей они могут быть представлены следующими математическими соотношениями:

$$\bar{N} = f(\Delta\vec{X}) \quad \bar{q} = \varphi(\Delta\vec{X}), \quad (5.1)$$

где  $\Delta\vec{X}$  – вектор независимых переменных – отклонения основных и гидравлических параметров оборудования турбоустановки от номинальных значений. В качестве таких параметров рассматривались: давление свежего пара, степень сухости свежего пара, недогревы в регенеративных подогревателях и промежуточном пароперегревателе, гидравлические сопротивления линий отборов к ним и др. Опыт применения характеристик вида (5.1) на электростанциях показал, что они позволяют существенно повысить среднеэксплуатационную тепловую экономичность турбоагрегатов [1, 138, 139].

Значительно расширить возможности применения эксплуатационных характеристик позволило наличие данных о влиянии отклонений параметров турбоустановок на частичных режимах их работы. В работе [1] были получены интегральные зависимости влияния параметров на мощность и тепловую экономичность турбоустановок на частичных режимах в диапа-



зоне нагрузок  $0,4 \div 1,0 \bar{D}$  ( $\bar{D} = D/D_0$ , где  $D$  – расход свежего пара на исследуемом режиме;  $D_0$  – расход свежего пара на номинальном режиме):

$$\bar{N} = F(\bar{D}, \Delta X_i), \quad \bar{q} = \Phi(\bar{D}, \Delta X_i), \quad i = \overline{1, p}; \quad (5.2)$$

или в виде регрессионных уравнений:

$$\begin{aligned} \bar{N} &= B_0 + \sum_{i=1}^p B_i \cdot \Delta X_i = \left( \sum_{R=0}^4 b_R \cdot \bar{D}^R \right)_0 + \sum_{i=1}^p \left( \sum_{R=0}^4 b_R \cdot \bar{D}^R \right)_i \cdot \Delta X_i, \\ \bar{q} &= B'_0 + \sum_{i=1}^p B'_i \cdot \Delta X_i = \left( \sum_{R=0}^4 b'_R \cdot \bar{D}^R \right)_0 + \sum_{i=1}^p \left( \sum_{R=0}^4 b'_R \cdot \bar{D}^R \right)_i \cdot \Delta X_i \end{aligned} \quad (5.3)$$

В характеристиках (5.2)–(5.3) частичный режим определяется расходом свежего пара через стопорно-регулирующие клапаны турбины  $\bar{D}$ . Полиномы  $R^i(\bar{D}) = \left( \sum_{R=0}^4 b_R \cdot \bar{D}^R \right)_i$ , где индекс  $i$  соответствует в уравнении регрессии порядковому номеру параметра, изменение влияния которого на  $\bar{N}$  и  $\bar{q}$  учитывается в представленных характеристиках, получены путем интерполяции коэффициентов в регрессионных уравнениях (5.2) для  $\bar{N}$  и  $\bar{q}$ , построенных для различных режимов эксплуатации турбоустановки.

Уменьшение расхода пара через турбину энергоблока может быть обеспечено прикрытием стопорно-регулирующих клапанов при постоянных параметрах пара перед ними или изменением начального давления при полностью открытых клапанах. При эксплуатации давление свежего пара может отклоняться от номинальных значений в силу различных причин, таких, например, как изменение частоты вращения питательного насоса, гидравлического сопротивления питательного клапана парогенератора, количества впрыска в паровой тракт парогенератора и других причин.

Парогенераторы ПГВ-1000, как уже отмечалось в главе 3, относятся к наиболее часто повреждаемому теплообменному оборудованию первого контура энергоблоков АЭС. Среди различных причин, определяющих уменьшение выработки электроэнергии и на зарубежных, и на отечественных АЭС, повреждения парогенераторов занимают главное место [140].

Существует множество объективных причин, приводящих к возможному отключению петель первого контура и существенному изменению расхода пара через турбоустановку в энергоблоках АЭС.

Поэтому для получения эксплуатационных характеристик энергоблоков АЭС необходимо расширить характеристики вида (5.2) за счет учета влияния изменений параметров теплоносителя и рабочего вещества в парогенераторе на расход пара в энергоблоке.

Это было осуществлено на основании результатов серии численных экспериментов, проведенных на разработанном автоматизированном комплексе программ, имитирующем функциональное состояние энергоблока АЭС с ВВЭР-1000, в состав которого входят четыре горизонтальных парогенератора типа ПГВ-1000 и турбоустановка типа К-1000-60/1500-2 (рис. 4.1). Рассмотрим этот процесс более подробно.

### **5.1. Анализ влияния изменения параметров технологических процессов в горизонтальных парогенераторах типа ПГВ-1000 на их производительность**

Из ряда эксплуатационных характеристик парогенераторов ПГВ-1000 определение и исследование зависимостей паропроизводительности (расхода пара) этих агрегатов от тепловых и гидравлических параметров теплоносителя и рабочего вещества, изменяющихся в процессе эксплуатации, представляют наибольший интерес, так как расход пара и его параметры – показатели, оказывающие основное влияние на эффективность работы энергоблоков.

К этим параметрам относятся: температура теплоносителя на входе в парогенератор (ПГ)  $t'_1$ , давление теплоносителя  $p_1$ , температура питательной воды  $t_{п.в.}$ , давление рабочего вещества  $p_2$ .

В результате проведения численных однофакторных экспериментов на разработанной имитационной модели парогенератора [141] были получены зависимости его относительной паропроизводительности  $\bar{D} = D/D_0$ , где  $D$  – паропроизводительность на исследуемом режиме работы, а  $D_0$  – паропроизводительность на номинальном режиме, равная 480 кг/с, от перечис-

ленных параметров (факторов). Численные эксперименты проводились при условии моделирования минимально возможной, не нарушающей нормальный (безопасный) технологический процесс, площади поверхности теплообмена парогенератора  $F$ , равной  $5096 \text{ м}^2$ .

### **5.1.1. Зависимость относительной паропроизводительности парогенератора типа ПГВ-1000 от температуры питательной воды**

Значения паропроизводительности  $\bar{D}$ , как функции температуры питательной воды  $t_{п.в}$ , полученные при фиксированных значениях давления рабочего вещества  $p_2 = 6,27 \text{ МПа}$ , давления теплоносителя  $p_1 = 15,7 \text{ МПа}$  и его температуры на входе в ПГ  $t'_1 = 321 \text{ °C}$ , представлены в табл. 5.1.

*Таблица 5.1.*

**Результаты имитационного эксперимента определения зависимости относительной паропроизводительности парогенератора от температуры питательной воды ( $p_2 = 6,27 \text{ МПа}$ ,  $p_1 = 15,7 \text{ МПа}$ ,  $t'_1 = 321 \text{ °C}$ )**

№ опыта численного эксперимента	Температура питательной воды, $t_{п.в}$ , °C	Относительная паропроизводительность одного ПГ, $\bar{D}$
1	210	0,941
2	211	0,943
3	212	0,946
4	213	0,948
5	214	0,95
6	215	0,953
7	216	0,955
8	217	0,957
9	218	0,960
10	219	0,962
11	220	0,964

В проводимом эксперименте паропроизводительность задана таблицей своих значений

$$y^i = \overline{D}(t_{\text{п.в}}^i), \quad i = 1, \dots, 11. \quad (5.4)$$

Аппроксимация данной функции полиномом фиксированной степени проводилась с помощью метода наименьших квадратов [142]. Коэффициенты полинома определялись из условия минимизации среднеквадратичного отклонения значений полинома в точках  $t_{\text{п.в}}^i$  от значений паропроизводительности, полученных в результате эксперимента:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N \left( P_m(t_{\text{п.в}}^i) - y^i \right)^2} \rightarrow \min, \quad (5.5)$$

где  $P_m(t_{\text{п.в}}) = a_0 + a_1 \cdot t_{\text{п.в}} + \dots + a_m \cdot t_{\text{п.в}}^m$  – аппроксимирующий полином степени  $m$ ,  $N$  – число экспериментальных точек.

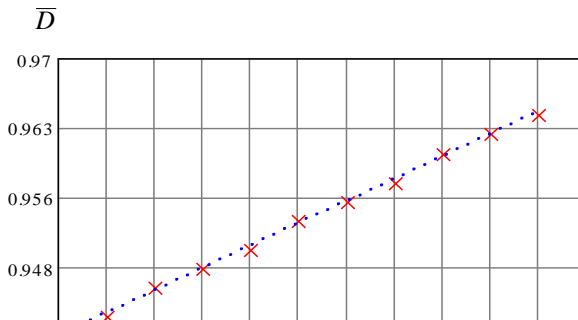
Предварительный анализ показал, что удовлетворительная аппроксимация может быть получена при выборе полинома первой степени (рис. 5.1). В этом случае система уравнений для определения коэффициентов полинома первой степени  $\overline{D}(t_{\text{п.в}}) = a_0 + a_1 \cdot t_{\text{п.в}}$  в случае проведенных 11 численных экспериментов имеет вид:

$$\begin{cases} 11a_0 + \left( \sum_{i=1}^{11} t_{\text{п.в}}^i \right) \cdot a_1 = \sum_{i=1}^{11} y^i, \\ \left( \sum_{i=1}^{11} t_{\text{п.в}}^i \right) \cdot a_0 + \left( \sum_{i=1}^{11} (t_{\text{п.в}}^i)^2 \right) \cdot a_1 = \sum_{i=1}^{11} y^i t_{\text{п.в}}^i \end{cases}. \quad (5.6)$$

Система (5.6) является системой линейных алгебраических уравнений относительно неизвестных  $a_0, a_1$ . Решая ее, получаем значения коэффициентов:  $a_0 = 0,452$ ,  $a_1 = 0,002327$ .

Таким образом, аппроксимирующий полином имеет вид:

$$\overline{D}(t_{\text{п.в}}) = 0,452 + 0,002327 t_{\text{п.в}}. \quad (5.7)$$



$$t_{\text{п.в}}, ^\circ \text{C}$$

Рисунок 5.1 – Значения результатов эксперимента (trace 1)  
и график аппроксимирующей функции (trace 2)

На рис. 5.2 показан график отклонений  $s_i$  значений аппроксимирующего полинома (5.7) от значений паропроизводительности, полученных в результате эксперимента (табл. 5.1):

$$s_i = y^i - \bar{D}(t_{\text{п.в}}^i), \quad i = 1, \dots, 11. \quad (5.8)$$

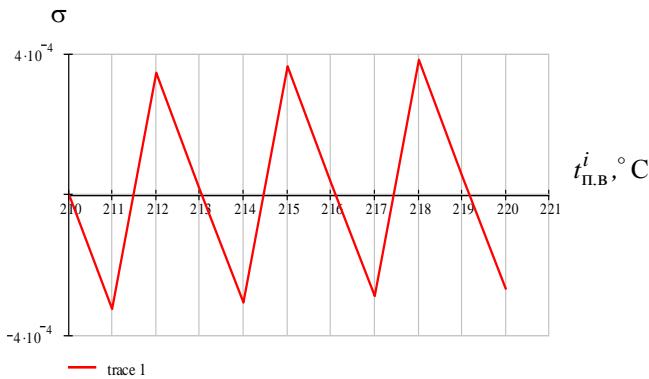


Рисунок 5.2 – Среднеквадратичное отклонение  $\sigma$  в точках  $t_{\text{п.в}}^i$   
значений полинома от паропроизводительности,  
полученных в результате эксперимента

Среднеквадратичное отклонение  $\sigma$  в точках  $t_{\text{п.в}}^i$  значений полинома от паропроизводительности, полученных в результате эксперимента составило:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{11} \sum_{i=1}^{11} s_i^2} = 2,635 \cdot 10^{-4}. \quad (5.9)$$

Аналогично, полиномом первой степени аппроксимирована зависимость относительной паропроизводительности  $\bar{D}$  от температуры теплоносителя на входе в парогенератор  $t'_1$ , зависимость  $\bar{D}$  от давления рабочего вещества  $p_2$ , а также зависимость  $\bar{D}$  от давления теплоносителя  $p_1$ .

**5.1.2. Зависимость относительной паропроизводительности парогенератора типа ПГВ-1000 от температуры теплоносителя на входе в парогенератор**

Результаты экспериментов, представленные в табл. 5.2, получены при фиксированных значениях температуры питательной воды  $t_{п.в} = 220^\circ\text{C}$ , давления рабочего вещества  $p_2 = 6,27 \text{ МПа}$ , давления теплоносителя  $p_1 = 15,7 \text{ МПа}$ .

*Таблица 5.2*

**Результаты имитационного эксперимента определения зависимости относительной паропроизводительности парогенератора от температуры теплоносителя на входе в парогенераторе**  
( $p_2 = 6,27 \text{ МПа}$ ,  $p_1 = 15,7 \text{ МПа}$ ,  $t_{п.в} = 220^\circ\text{C}$ )

№ опыта численного эксперимента	Температура теплоносителя на входе в ПГ, $t'_1$ , $^\circ\text{C}$	Относительная паропроизводительность одного ПГ, $\bar{D}$
1	317	0,862
2	318	0,887
3	319	0,913
4	320	0,938
5	321	0,964
6	322	0,99
7	323	1,016
8	324	1,042

Предварительный анализ показал, что удовлетворительная аппроксимация может быть получена при выборе полинома первой степени (рис. 5.3).

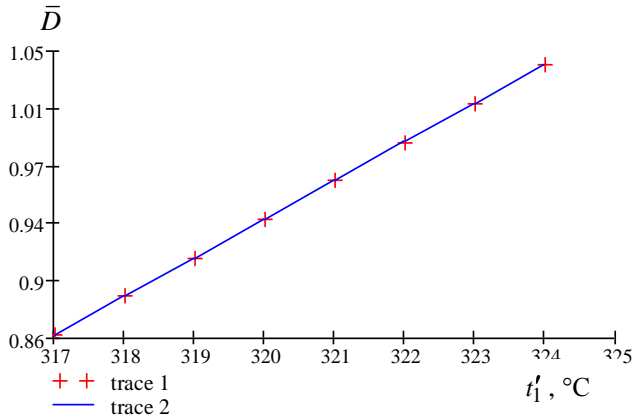


Рисунок 5.3 – Значения результатов эксперимента (trace 1) и график аппроксимирующей функции (trace 2)

Система уравнений для определения коэффициентов полинома первой степени  $\bar{D}(t'_1) = c_0 + c_1 t'_1$  в случае проведенных 8 численных экспериментов линейна и имеет вид:

$$\begin{cases} 8\tilde{n}_0 + \left( \sum_{i=1}^8 (t_1^i) \right) \cdot \tilde{n}_1 = \sum_{i=1}^8 y^i, \\ \left( \sum_{i=1}^8 (t_1^i) \right) \cdot \tilde{n}_0 + \left( \sum_{i=1}^8 (t_1^i)^2 \right) \cdot \tilde{n}_1 = \sum_{i=1}^8 y^i t_1^i \end{cases}. \quad (5.10)$$

Решая ее, получаем значения коэффициентов:  $c_0 = -7,291$ ,  $c_1 = 0,0026$ .

Относительная паропроизводительность  $\bar{D}$  как функция температуры теплоносителя  $t'_1$  аппроксимируется полиномом

$$\bar{D}(t'_1) = -7,291 + 0,0026 t'_1. \quad (5.11)$$

На рис. 5.4 показан график отклонений  $s_i$  значений аппроксимирующего полинома (5.11) от значений относительной паропроизводительности, полученных в результате эксперимента (табл. 5.2):

$$s_i = y^i - \overline{D}(t_1^{''i}),$$

где  $y^i$  – значения относительной паропроизводительности в экспериментальных точках ( $i = 1, \dots, 8$ ).

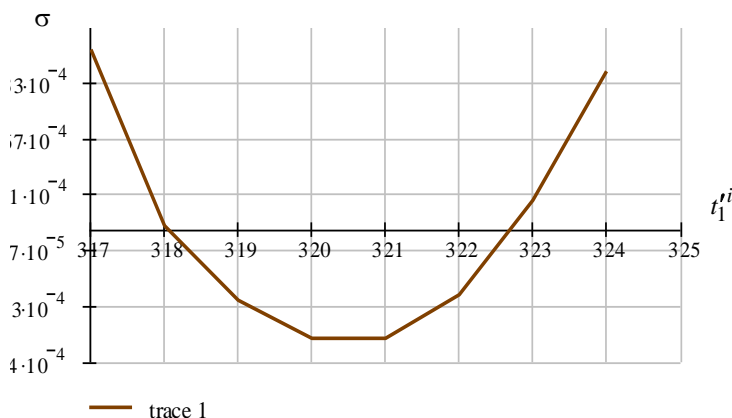


Рисунок 5.4 – Среднеквадратичное отклонение  $\sigma$  в точках  $t_1^{''i}$  значений полинома от относительной паропроизводительности, полученных в результате эксперимента

Среднеквадратичное отклонение  $\sigma$  в точках  $t_1^{''i}$  значений полинома от паропроизводительности, полученных в результате эксперимента составило:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{8} \sum_{i=1}^8 s_i^2} = 3,195 \cdot 10^{-4}. \quad (5.12)$$



### 5.1. 3. Зависимость относительной паропроизводительности парогенератора типа ПГВ-1000 от давления рабочего вещества

Результаты экспериментального вычисления относительной паропроизводительности  $\bar{D}$  при температуре питательной воды  $t_{п.в} = 220^\circ\text{C}$ , температуре теплоносителя на входе в парогенератор  $t'_1 = 321^\circ\text{C}$ , давлении теплоносителя  $p_1 = 15,7$  МПа представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3

**Результаты имитационного эксперимента зависимости относительной паропроизводительности парогенератора от давления рабочего вещества**  
(  $t'_1 = 321^\circ\text{C}$ ,  $p_1 = 15,7$  МПа,  $t_{п.в} = 220^\circ\text{C}$  )

№ опыта численного эксперимента	Давление рабочего вещества $p_2$ , атм	Относительная паропроизводительность одного ПГ, $\bar{D}$
1	59,5	1,01
2	60,0	0,999
3	60,5	0,988
4	61,0	0,976
5	61,5	0,965
6	62,0	0,954
7	62,7	0,938

Предварительный анализ показал, что удовлетворительная аппроксимация может быть получена при выборе полинома первой степени (рис. 5.5).

Система уравнений для определения коэффициентов полинома первой степени  $\bar{D}(p_2) = d_0 + d_1 p_2$  является линейной относительно неизвестных  $d_0, d_1$  и в случае проведенных 7 численных экспериментов имеет вид:

$$\begin{cases} 7d_0 + \left( \sum_{i=1}^7 (p_2^i) \right) \cdot d_1 = \sum_{i=1}^7 y^i, \\ \left( \sum_{i=1}^7 (p_2^i) \right) \cdot d_0 + \left( \sum_{i=1}^7 (p_2^i)^2 \right) \cdot d_1 = \sum_{i=1}^7 y^i p_2^i \end{cases}. \quad (5.13)$$

Решая систему, получаем значения коэффициентов:  $d_0 = 2,349$ ,  $d_1 = -0,022$ .

Таким образом, аппроксимирующий полином имеет вид:

$$\bar{D}(p_2) = 2,349 - 0,022 p_2. \quad (5.14)$$

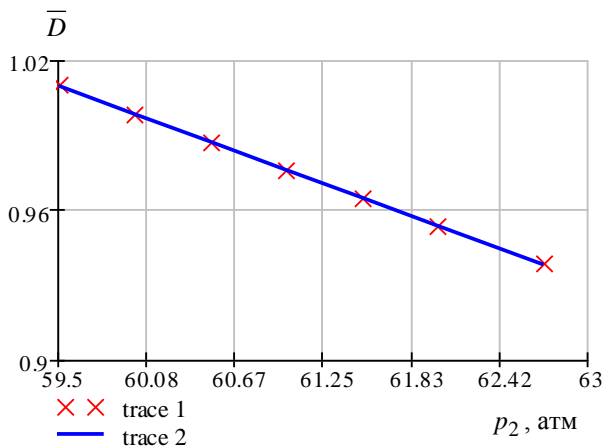


Рисунок 5.5 – Значения результатов эксперимента (trace 1) и график аппроксимирующей функции (trace 2)

На рис. 5.6 показан график отклонений  $s_i$  значений аппроксимирующего полинома (5.14) от значений относительной паропроизводительности, полученных в результате эксперимента (табл. 5.3):

$$s_i = y^i - \bar{D}(p_2^i),$$

где  $y^i$  – значения относительной паропроизводительности в экспериментальных точках ( $i = 1, \dots, 7$ ).

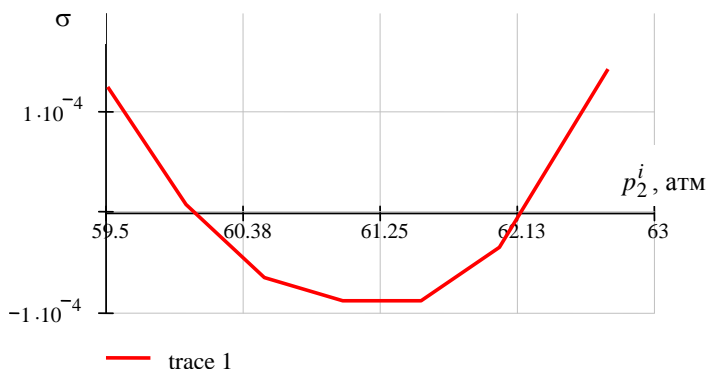


Рисунок 5.6 – Среднеквадратическое отклонение  $\sigma$  в точках  $p_2^i$  значений полинома от относительной паропроизводительности, полученных в результате эксперимента

Среднеквадратическое отклонение  $\sigma$  в точках  $p_2^i$  значений полинома от относительной паропроизводительности, полученных в результате эксперимента составило:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{7} \sum_{i=1}^7 s_i^2} = 0,9091 \cdot 10^{-4}. \quad (5.15)$$

#### 5.1.4. Зависимость относительной паропроизводительности парогенератора типа ПГВ-1000 от давления теплоносителя

Результаты экспериментального вычисления относительной паропроизводительности  $\bar{D}$  при температуре питательной воды  $t_{п.в} = 220^\circ\text{C}$ , температуре теплоносителя на входе в парогенератор  $t'_1 = 321^\circ\text{C}$ , давлении рабочего вещества  $p_2 = 6,27$  МПа, представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4

**Результаты имитационного эксперимента зависимости относительной паропроизводительности парогенератора от давления теплоносителя**  
 ( $t_{п.в} = 220\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $t'_1 = 321\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $p_2 = 6,27\text{ МПа}$ )

№ опыта численного эксперимента	Давление теплоносителя $p_1$ , МПа	Относительная паропроизводительность одного ПГ, $\bar{D}$
1	1,54	0,96591
2	1,55	0,96539
3	1,56	0,96488
4	1,57	0,96403
5	1,58	0,96391
6	1,59	0,96343
7	1,6	0,96287

Предварительный анализ показал, что удовлетворительная аппроксимация может быть получена при выборе полинома первой степени (рис. 5.7).

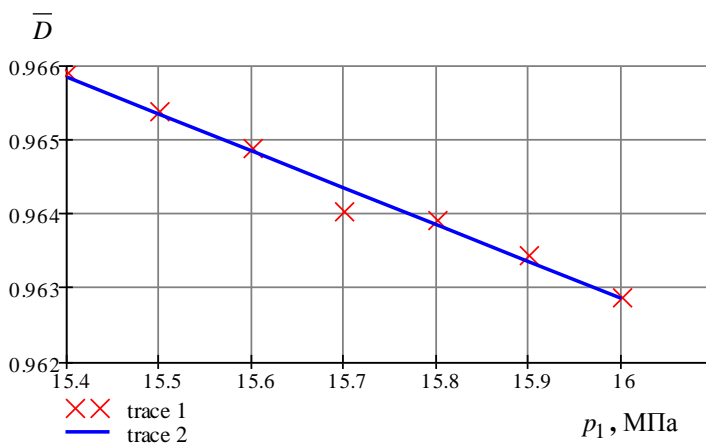


Рисунок 5.7 – Значения результатов эксперимента (trace 1) и график аппроксимирующей функции (trace 2)

Система уравнений для определения коэффициентов полинома первой степени  $\bar{D}(p_1) = r_0 + r_1 \cdot p_1$  является линейной относительно неизвестных  $r_0, r_1$  и в случае проведенных 7 численных экспериментов имеет вид:

$$\begin{cases} 7r_0 + \left( \sum_{i=1}^7 (p_1^i) \right) \cdot r_1 = \sum_{i=1}^7 y^i, \\ \left( \sum_{i=1}^7 (p_1^i) \right) \cdot r_0 + \left( \sum_{i=1}^7 (p_1^i)^2 \right) \cdot r_1 = \sum_{i=1}^7 y^i p_1^i. \end{cases} \quad (5.16)$$

Решая систему, получаем значения коэффициентов:  $r_0 = 1,043$ ,  $r_1 = -0,005014$ .

Таким образом, аппроксимирующий полином имеет вид:

$$\bar{D}(p_1) = 1,043 - 0,005014 p_1. \quad (5.17)$$

На рис. 5.8 показан график отклонений  $s_i$  значений аппроксимирующего полинома (5.17) от значений относительной паропроизводительности, полученных в результате эксперимента (табл. 5.4):

$$s_i = y^i - \bar{D}(p_1^i),$$

где  $y^i$  – значения относительной паропроизводительности в экспериментальных точках ( $i = 1, \dots, 7$ ).

Среднеквадратичное отклонение  $\sigma$  в точках  $p_1^i$  значений полинома от относительной паропроизводительности, полученных в результате эксперимента составило:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{7} \sum_{i=1}^7 s_i^2} = 1,31 \cdot 10^{-4}. \quad (5.18)$$

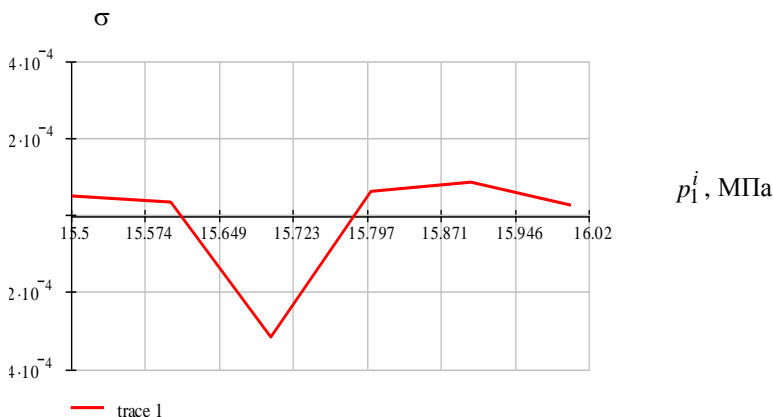


Рисунок 5.8 – Среднеквадратическое отклонение  $\sigma$  в точках  $p_1^i$  значений полинома от относительной паропроизводительности, полученных в результате эксперимента

### 5.1.5. Многофакторный эксперимент на имитационной модели парогенератора типа ПГВ-1000

Анализ изменения относительной паропроизводительности  $\bar{D}$  при изменениях значений отдельных параметров при фиксированных значениях остальных  $t_{п.в}$ ,  $t'_1$ ,  $p_1$ ,  $p_2$  показывает, что все однофакторные зависимости с достаточной точностью являются линейными. Полученный результат позволяет предположить, что поверхность отклика в многофакторном случае не имеет существенной кривизны, то есть относительная паропроизводительность  $\bar{D}$ , рассматриваемая как функция всех четырех переменных, близка к линейной.

Выясним характер зависимости относительной паропроизводительности  $\bar{D}$  от изменения всех четырех выбранных факторов:

$$\bar{D} = F(t_{i.a}, t'_1, p_1, p_2). \quad (5.19)$$

Для математического моделирования функции отклика (5.19) на имитационной модели парогенератора ПГВ-1000 проведен активный эксперимент, реализующий матрицу планирования полного факторного эксперимента при наличии четырех вышеупомянутых факторов.

Все выбранные факторы  $t_{п.в}$ ,  $t_1'$ ,  $p_1$ ,  $p_2$  являются управляемыми, так как позволяют при проведении эксперимента, присваивая данным факторам нужные значения, поддерживать их постоянными в течение всего численного эксперимента. Кроме того, вся совокупность факторов совместима, т.е. всевозможные их сочетания реализуемы и безопасны с точки зрения технологического процесса. Корреляция между факторами отсутствует – установление значения фактора на любом уровне не зависит от уровней других факторов.

При оценке границ факторного пространства учитывались ограничения, связанные с организацией технологического процесса в парогенераторных установках АЭС.

В качестве основного уровня для каждого фактора рассматривался уровень, соответствующий значению данного фактора при работе энергоблока в номинальном режиме (табл. 5.5).

В проведенном эксперименте факторы варьируются на двух уровнях. Может оказаться, что в выбранных интервалах варьирования процесс не будет описываться линейной моделью. Наиболее часто встречающийся вид возникающей нелинейности связан с тем, что эффект одного фактора зависит от уровня, на котором находится другой фактор, т.е. имеет место эффект взаимодействия двух факторов. Потому в качестве регрессионной математической модели изменения относительной паропроизводительности  $\bar{D}$  было принято выражение следующего вида:

$$\begin{aligned} \hat{y} = & \beta_0 + \beta_1 \tilde{t}_1' + \beta_2 \tilde{t}_{i.\hat{a}} + \beta_3 \tilde{p}_2 + \beta_4 \tilde{p}_1 + \beta_{12} \tilde{t}_1' \cdot \tilde{t}_{i.\hat{a}} + \beta_{23} \tilde{t}_{i.\hat{a}} \tilde{p}_2 + \\ & + \beta_{13} \tilde{t}_1' \cdot \tilde{p}_2 + \beta_{24} \tilde{t}_{i.\hat{a}} \tilde{p}_1 + \beta_{14} \tilde{t}_1' \cdot \tilde{p}_1 + \beta_{34} \tilde{p}_2 \tilde{p}_1 + \beta_{123} \tilde{t}_1' \cdot \tilde{t}_{i.\hat{a}} \tilde{p}_2 + \\ & + \beta_{124} \tilde{t}_1' \cdot \tilde{t}_{i.\hat{a}} \tilde{p}_1 + \beta_{234} \tilde{t}_{i.\hat{a}} \tilde{p}_2 \tilde{p}_1 + \beta_{1234} \tilde{t}_1' \cdot \tilde{t}_{i.\hat{a}} \tilde{p}_2 \tilde{p}_1 \end{aligned} \quad , \quad (5.20)$$

где  $\hat{y}$  – предсказанное значение функции отклика.

Таблица 5.5

**Значения факторов эксперимента на основном,  
нижнем и верхнем уровнях**

Фактор	Температура теплоносителя на входе в парогенератор, $t'_1, ^\circ\text{C}$	Температура питательной воды, $t_{\text{п.в}}, ^\circ\text{C}$	Давление рабочего вещества, $p_2, \text{МПа}$	Давление теплоноси- теля $p_1, \text{МПа}$
Основной уровень	319	215	6,27	1,57
Интервал варьи- рования, $\Delta$	2	5	0,13	0,3
Верхний уровень $x_{i \max}$	321	220	6,14	16, 0
Нижний уровень $x_{i \min}$	317	210	6,4	15,4

Дальнейшие расчеты и соответствующий анализ проводится для модели, полученной из (5.20) с помощью процедуры «кодирования факторов», которая выполняется путем следующих линейных преобразований исходных переменных:

$$x_1 = \frac{\tilde{t}'_1 - \tilde{t}_1^0}{\Delta t'_1}, \quad x_2 = \frac{\tilde{t}_{\text{i.â}} - \tilde{t}_{\text{i.â}}^0}{\Delta t_{\text{i.â}}}, \quad x_3 = \frac{\tilde{p}_2 - \tilde{p}_2^0}{\Delta p_2}, \quad x_4 = \frac{\tilde{p}_1 - \tilde{p}_1^0}{\Delta p_1}, \quad (5.21)$$

где  $x_1, x_2, x_3, x_4$  – кодированные значения факторов,  $\tilde{t}'_1, \tilde{t}_{\text{п.в}}, \tilde{p}_2, \tilde{p}_1$  – натуральные значения факторов,  $\tilde{t}_1^0, \tilde{t}_{\text{п.в}}^0, \tilde{p}_2^0, \tilde{p}_1^0$  – натуральные значения основных уровней факторов. То есть, получим

$$x_1 = \frac{\tilde{t}'_1 - 319}{2}, \quad x_2 = \frac{\tilde{t}_{\text{i.â}} - 215}{5}, \quad x_3 = \frac{\tilde{p}_2 - 6,27}{0,13}, \quad x_4 = \frac{\tilde{p}_1 - 15,7}{0,3}. \quad (5.22)$$



При таком преобразовании факторы принимают значения от  $-1$  до  $+1$ , а уравнение регрессии имеет вид:

$$\begin{aligned} \hat{y} = & b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + b_3x_3 + b_4x_4 + b_{12}x_1x_2 + b_{23}x_2x_3 + \\ & + b_{13}x_1x_3 + b_{24}x_2x_4 + b_{14}x_1x_4 + b_{34}x_3x_4 + b_{123}x_1x_2x_3 + \\ & + b_{124}x_1x_2x_4 + b_{234}x_2x_3x_4 + b_{1234}x_1x_2x_3x_4 \end{aligned} \quad (5.23)$$

где  $x_i$  – значения факторов в безразмерном пространстве;  $b_i$  – коэффициенты регрессии, которые должны быть оценены на основании результатов экспериментов.

Таким образом, сформирован план из 16 строк и 16 столбцов (табл. 5.6):  $x_0$  – вектор-столбец фиктивной переменной, принимающей во всех опытах значения, равные  $+1$ .

Результаты численного (имитационного) эксперимента сведены в табл. 5.7. Эксперимент включал кратные опыты: в 14 из 16 точек плана проводилось по два опыта.

Статистические процедуры оценки коэффициентов регрессии и проверок их значимости справедливы при выполнении следующих условий:

- отклик есть случайная величина с нормальным законом распределения;
- дисперсия отклика не зависит от его абсолютной величины;
- факторы являются независимыми.

Таблица 5.6

**Матрица планирования полного факторного эксперимента**

№ опыта	$x_0$	$x_1$	$x_2$	$x_3$	$x_4$	$x_1x_2$	...	$x_1x_2x_3x_4$	$Y$
1	+1	+1	+1	+1	+1	+1	...	+1	$y_1$
2	+1	+1	+1	+1	-1	+1	...	-1	$y_2$
3	+1	+1	+1	-1	+1	+1	...	-1	$y_3$
4	+1	+1	+1	-1	-1	+1	...	+1	$y_4$
5	+1	+1	-1	+1	+1	-1	...	-1	$y_5$
6	+1	+1	-1	+1	-1	-1	...	+1	$y_6$
7	+1	+1	-1	-1	+1	-1	...	+1	$y_7$
8	+1	+1	-1	-1	-1	-1	...	-1	$y_8$
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
16	+1	-1	-1	-1	-1	+1	...	+1	$y_{16}$

Таблица 5.7

### Значения функции отклика

Номер опыта $k$	$y_1$	$y_2$	Среднее $\bar{y}$	Дисперсия $D_y$
1	0,933993	0,933892	0,933945	$5,1 \cdot 10^{-9}$
2	0,936777	0,93688	0,936829	$5,305 \cdot 10^{-9}$
3	0,991556	0,991429	0,991493	$8,064 \cdot 10^{-9}$
4	0,994777	0,994549	0,994663	$2,599 \cdot 10^{-8}$
5	0,911306	0,911208	0,911257	$4,802 \cdot 10^{-9}$
6	0,914025	0,914125	0,914075	$5 \cdot 10^{-9}$
7	0,967512	0,96739	0,967451	$7,442 \cdot 10^{-9}$
8	0,970654	0,970434	0,970544	$2,42 \cdot 10^{-8}$
9	0,830478	0,831777	0,831128	$8,437 \cdot 10^{-7}$
10	0,83427	—	0,83427	—
11	0,890635	0,889738	0,890187	$4,023 \cdot 10^{-7}$
12	0,89227	0,892373	0,892321	$5,304 \cdot 10^{-9}$
13	0,810306	0,811574	0,81094	$8,039 \cdot 10^{-7}$
14	0,814007	—	0,814007	—
15	0,869037	0,868164	0,868601	$3,811 \cdot 10^{-7}$
16	0,870632	0,879733	0,870683	$5,101 \cdot 10^{-9}$

Таким образом, вычислению коэффициентов регрессии должна предшествовать проверка выполнения сформулированных условий.

#### Проверка гипотезы о нормальном распределении

Проверка гипотезы о нормальном распределении отклика осуществлялась с помощью критерия Андерсона-Дарлинга [143]. Ее результаты представлены на рис. 5.9, 5.10.

Выполнение второй гипотезы проверялось с помощью критерия однородности дисперсий в разных точках факторного пространства.

# **Гистограмма распределения относительной паропроизводительности**

Normal

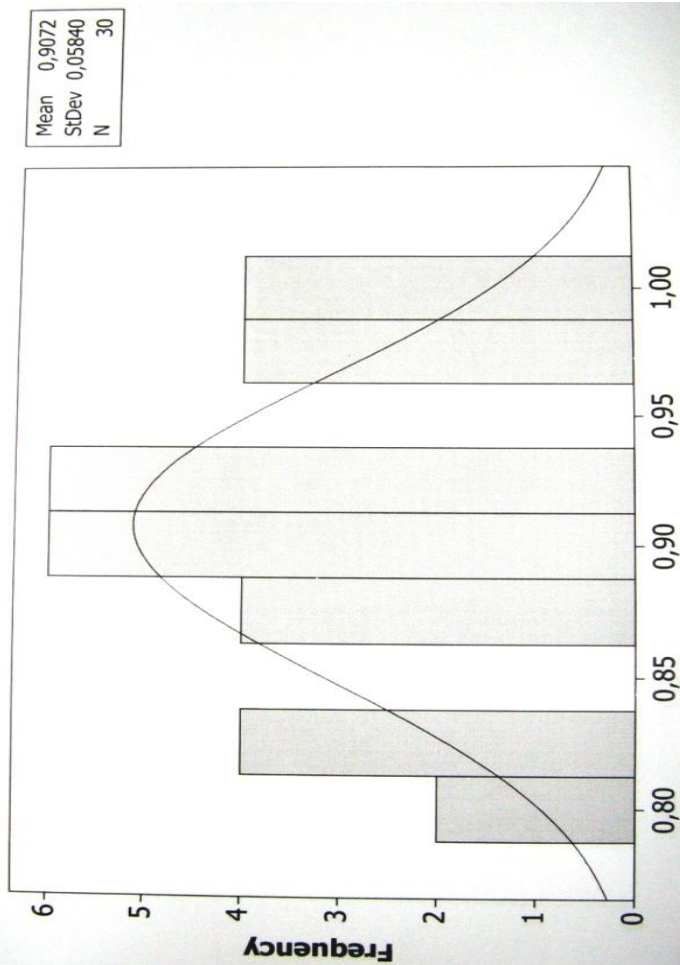


Рисунок 5.9 – Гистограмма распределения относительной паропроизводительности

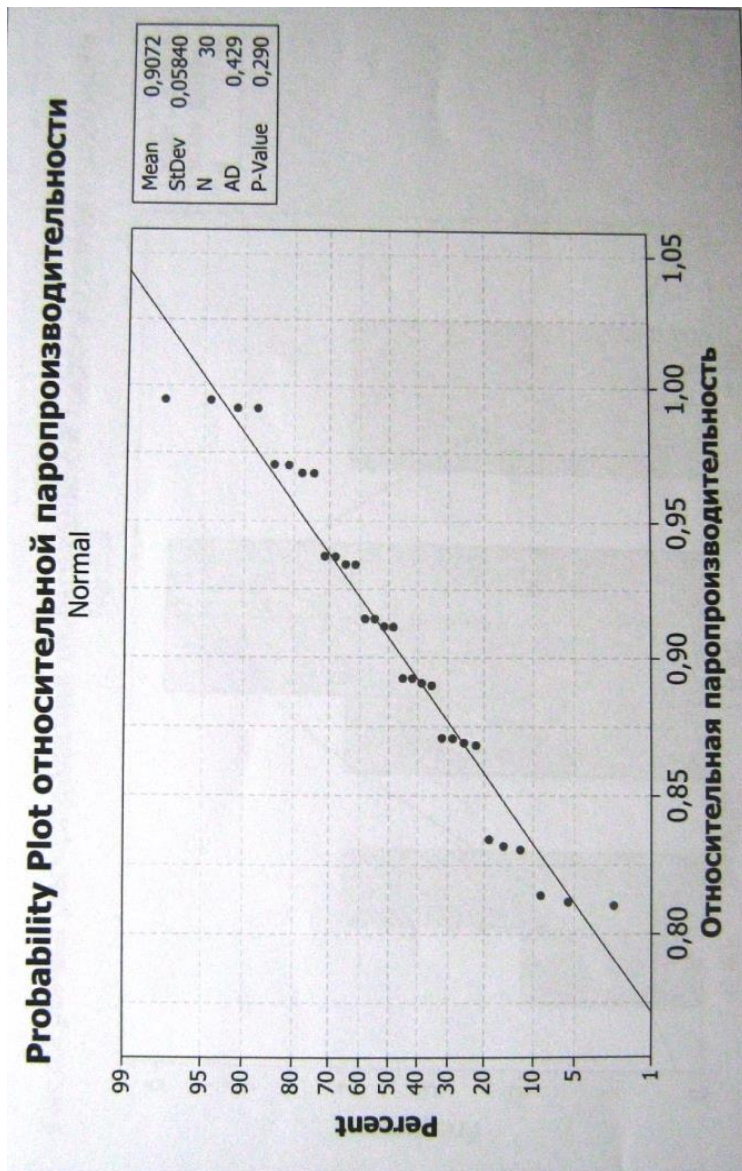


Рисунок 5.10 – Проверка гипотезы о нормальном распределении отклика

Точность эксперимента в случае, когда число опытов в каждой точке плана совпадает, оценивалось с помощью критерия Кохрена [144]:

$$G_{\text{оан}} = \frac{D_{y \max}}{\sum_{i=1}^N D_y^i}. \quad (5.24)$$

Дисперсия  $D_y^i$  в каждом опыте, состоящем из  $n$  повторных наблюдений, рассчитывалась по формуле:

$$D_y^i = \frac{\sum_{m=1}^n (y_m^i - \bar{y}^i)^2}{n-1}, \quad (5.25)$$

где  $y_m^i$  – значение отклика в каждом из повторных наблюдений,  $\bar{y}^i$  – среднее значение отклика в серии опытов (в  $i$ -й строке плана);  $D_{y \max}$  – наибольшая из всех дисперсий. Таким образом, получили:

$$\begin{aligned} \bar{y}^i &= \frac{y_1^i + y_2^i}{2}, \\ D_y^i &= (y_1^i - \bar{y}^i)^2 + (y_2^i - \bar{y}^i)^2 = 2(y_1^i - \bar{y}^i)^2. \end{aligned} \quad (5.26)$$

Значения соответствующих средних значений отклика и дисперсий представлены в табл. 5.7. Максимальная дисперсия оказалась в опыте № 9. Экспериментальный критерий Кохрена равен  $G_{\text{расч.}} = 0,333833$ . Табличное значение  $G_{\text{табл.}} = 0,5157$  для  $P_{\text{дов.}} = 0,95$ . Экспериментальный критерий Кохрена не превышает значения табличного, что позволяет принять гипотезу об однородности дисперсий.

Насколько хорошо воспроизводятся значения отклика показывает дисперсия воспроизводимости  $\sigma_y^2$ :

$$\sigma_y^2 = \frac{1}{N(n-1)} \sum_{i=1}^N \sum_{m=1}^n (y_m^i - \bar{y}^i)^2. \quad (5.27)$$

Согласно (5.27) имеем 
$$\sigma_y^2 = \frac{1}{16} \sum_{i=1}^{16} \sum_{m=1}^2 (y_m^i - \bar{y}^i)^2 = 1,57957 \cdot 10^{-7},$$

что подтверждает достаточно малую величину помех в эксперименте.

Третья гипотеза о независимости факторов выполняется автоматически в силу ортогональности матрицы планирования.

### Оценка коэффициентов регрессии

Коэффициенты регрессии  $b_i$  оценивались с помощью метода наименьших квадратов. Этот метод является оптимальным с точки зрения минимизации суммы квадратов отклонений (невязок) экспериментальных данных от значений, прогнозируемых моделью.

А именно, рассмотрим систему невязок  $\varepsilon_i$ , определяемых соотношением:

$$\varepsilon_i = y^i - \sum_{k=1}^{15} b_k x_k^i, \quad (5.28)$$

в которых для лаконизации записи введены следующие обозначения:

$$x_1 x_2 = x_5, x_1 x_3 = x_6, x_1 x_4 = x_7, \dots, x_1 x_2 x_3 x_4 = x_{15} \quad (5.29)$$

$$b_{12} = \hat{b}_5, b_{13} = \hat{b}_6, b_{14} = \hat{b}_7, \dots, b_{1234} = \hat{b}_{15}. \quad (5.30)$$

Коэффициенты регрессии  $b_i$  определяются из условия

$$\sum_{i=1}^N \varepsilon_i^2 \rightarrow \min_{\{b_i\}}. \quad (5.31)$$

Свойства ортогональности, симметричности и нормированности матрицы планирования приводят к следующему вектору оценок коэффициентов регрессии:

$$\hat{B} = (X^T X)^{-1} X^T \bar{Y}, \quad (5.32)$$

где  $\hat{B}$  – вектор-столбец оценок коэффициентов;  $\bar{Y}$  – вектор-столбец средних значений функции отклика по соответствующему числу параллельных опытов;  $X$  – матрица значений факторов (матрица размерности  $16 \times 16$  в табл. 5.6);  $X^T$  – транспонированная по отношению к  $X$  матрица.

Результаты расчета представлены в табл. 5.8.

Таблица 5.8

## Оценки коэффициентов регрессионного уравнения

Коэффициент	Оценка коэффициента	Расчетные значения статистики Стьюдента $t_{\text{расч.}}$
$\hat{b}_0$	0,902024	11322,8
$\hat{b}_1$	0,0505074	634,001
$\hat{b}_2$	0,0111797	139,079
$\hat{b}_3$	-0,0287184	360,491
$\hat{b}_4$	-0,00139962	17,569
$\hat{b}_{12}$	0,00062025	7,78577
$\hat{b}_{13}$	0,000212437	2,66665
$\hat{b}_{14}$	-0,0000963125	1,20898
$\hat{b}_{23}$	-0,0003435	4,31183
$\hat{b}_{24}$	-0,000017125	0,214964
$\hat{b}_{34}$	-0,0000895625	1,12425
$\hat{b}_{123}$	$3,3125 \cdot 10^{-6}$	0,0415806
$\hat{b}_{124}$	$-1,0625 \cdot 10^{-6}$	0,0133372
$\hat{b}_{234}$	$-8,125 \cdot 10^{-6}$	0,010199
$\hat{b}_{134}$	0,0001595	2,00215
$\hat{b}_{1234}$	$2 \cdot 10^{-6}$	0,0951053

Таким образом, уравнение регрессии принимает вид:

$$\begin{aligned} \hat{y} = & 0,902024 + 0,0505074x_1 + 0,0110797x_2 - 0,0287184x_3 - \\ & - 0,00139962x_4 + 0,000620251x_1x_2 - 0,0003435x_2x_3 + \\ & + 0,000212437x_1x_3 - 0,000017125x_2x_4 - 0,0000963125x_1x_4 - \\ & - 0,0000895625x_3x_4 + 3,3125 \cdot 10^{-6}x_1x_2x_3 - 1,0625 \cdot 10^{-6}x_1x_2x_4 - \\ & - 8,125 \cdot 10^{-7}x_2x_3x_4 + 0,0001595x_1x_3x_4 + 2 \cdot 10^{-6}x_1x_2x_3x_4 \end{aligned} \quad (5.33)$$

### Проверка адекватности модели

В процессе анализа адекватности модели влияния тепловых и гидравлических параметров теплоносителя и рабочего вещества на относительный расход пара, то есть модели (5.33), была проведена проверка значимости ее коэффициентов. Для этого было проведено сравнение модуля вычисленного значения коэффициента с величиной среднеквадратической ошибки определения этой оценки. Для каждого коэффициента  $\hat{b}_i$  вычислено отношение, называемое  $t$ -критерием Стьюдента [8]

$$t_{i \text{ сдн}} = \frac{|\hat{b}_i| \sqrt{Nn}}{\sqrt{\sigma_y^2}}, \quad (5.34)$$

где  $\sigma_y^2$  – дисперсия воспроизводимости (5.27). Расчетные значения статистики Стьюдента приведены в табл. 5.8.

Эти значения сравнивались с табличным значением критерия Стьюдента  $t_{кр}$  с  $s = N(n-1)$  степенями свободы, соответствующим уровню значимости  $\alpha = 0,05$ :  $t_{кр}(16; 0,05) = 2,12$ . На основании этого значимыми можно объявить коэффициенты  $\hat{b}_0, \hat{b}_1, \hat{b}_2, \hat{b}_3, \hat{b}_4, \hat{b}_{12}, \hat{b}_{23}, \hat{b}_{13}$ , а статистически незначимыми оказались эффекты взаимодействия факторов  $x_1$  и  $x_4$ ,  $x_2$  и  $x_4$ ,  $x_3$  и  $x_4$ , все эффекты взаимодействия второго и третьего порядков. Уравнение (5.33) преобразуется в уравнение вида:



$$\begin{aligned} \hat{y} = & 0,902024 + 0,0505074x_1 + 0,0110797x_2 - \\ & - 0,0287184x_3 - 0,00139962x_4 + 0,000620251x_1x_2 - \\ & - 0,0003435x_2x_3 + 0,000212437x_1x_3 \end{aligned} \quad (5.35)$$

Для проверки гипотезы об адекватности модели необходимо было сопоставить достигнутую точность модели с величиной, характеризующей точность наблюдений. Степень рассогласования модели (5.35) и эксперимента оценивалась дисперсией адекватности  $\sigma_{ад}^2$ :

$$\sigma_{ад}^2 = \frac{n}{N-L} \sum_{i=1}^N \left( \bar{y}^i - \left( \hat{y} \right)^i \right)^2, \quad (5.36)$$

где  $L$  – количество членов регрессионного уравнения, оставшихся после проверки на значимость,  $\left( \hat{y} \right)^i$  – значение отклика в  $i$ -й точке плана, предсказанное моделью,  $(N-L)$  – количество степеней свободы дисперсии  $\sigma_{ад}^2$ .

Ее значение равно:

$$\sigma_{ад}^2 = \frac{2}{16-8} \sum_{i=1}^{16} \left( \bar{y}^i - \left( \hat{y} \right)^i \right)^2 = 2,067 \cdot 10^{-5}.$$

Далее было составлено отношение  $F$ :

$$F = \frac{\sigma_{ад}^2}{\sigma_y^2}. \quad (5.37)$$

Полученную величину  $F = 0,035$  сравнили с табличным значением распределения Фишера  $F_{кр} = F(\alpha, n_1, n_2)$ , где  $n_1 = N-L$  и  $n_2 = N(n-1)$  – степени свободы и  $\alpha$  – уровень значимости:  $F_{кр} = F(0,05; 8; 16) = 4,49$ . Поскольку  $F < F_{кр}$ , гипотеза об адекватности построенной модели (5.35) зависимости паропроизводительности парогенератора от температуры пита-

тельной воды, температуры теплоносителя на входе в ПГ и давления рабочего вещества не противоречит опытным данным.

Возвращаясь к натуральным значениям факторов согласно (5.22) получаем:

$$\begin{aligned} \overline{D}(t'_{1, \text{п.в}}, p_2, p_1) = & 0,902924 + 0,0505074t'_1 + 0,01110797t_{\text{п.в}} - \\ & - 0,028718p_2 - 0,00139962p_1 + 0,00062025 \cdot t'_1 t_{\text{п.в}} - \\ & - 0,0003435 \cdot t_{\text{п.в}} p_2 + 0,000212437 \cdot t'_1 p_2 \end{aligned} \quad (5.38)$$

Полученная зависимость (5.35) позволяет провести анализ влияния тепловых и гидравлических параметров теплоносителя и рабочего вещества на относительный расход пара  $\overline{D}$ . Из анализа видно, что наибольший вклад в отклик вносит фактор  $x_1$ , то есть температура теплоносителя на входе в парогенератор имеет наибольшую силу влияния на величину паропроизводительности, при увеличении этой температуры относительная паропроизводительность  $\overline{D}$  увеличивается. Фактор  $x_3$  по силе влияния на значение отклика следует за  $x_1 : \left| \hat{b}_3 \right| < \left| \hat{b}_1 \right|$ , и при увеличении давления рабочего вещества паропроизводительность уменьшается. Менее значительны вклады  $x_2$  - температуры питательной воды и  $x_4$  - давления теплоносителя, причем при увеличении температуры питательной воды отклик увеличивается, а при увеличении давления теплоносителя – уменьшается.

## 5.2. Интегральные эксплуатационные характеристики энергоблоков АЭС с ВВЭР-1000

Уравнение (5.38) описывает зависимость относительной паропроизводительности (расхода пара) одного парогенератора от теплогидравлических параметров теплоносителя и рабочего вещества. Технологическая схема энергоблока АЭС с реактором ВВЭР-1000 включает в себя четыре парогенератора типа ПГВ-1000 (рис. 4.1), причем для описания названной зависимости в каждом агрегате может использоваться данное регрессионное уравнение.

Преобразуем уравнение (5.38) таким образом, чтобы функция отклика  $\overline{D}$  зависела не от фактических значений параметров, входящих в уравне-

ние, а от их изменений. Значение параметра на исследуемом режиме определяется его отклонением от номинального значения, т.е.

$$\begin{aligned} t_1' &= 321 + \Delta t_1', t_{п.в} = 220 + \Delta t_{п.в}, \\ p_2 &= 6,27 + \Delta p_2, p_1 = 15,7 + \Delta p_1 \end{aligned} \quad (5.39)$$

Тогда

$$\begin{aligned} \overline{D}(\Delta t_1', \Delta t_{i.â}, \Delta \delta_2, \Delta \delta_1) &= 0,902024 + 0,0505074(321 + \Delta t_1') + \\ &+ 0,0110797(220 + \Delta t_{i.â}) - 0,0287184(6,27 + \Delta \delta_2) - \\ &- 0,00139962(15,7 + \Delta \delta_1) + 0,000620251(321 + \Delta t_1') \times \\ &\times (220 + \Delta t_{i.â}) - 0,0003435(220 + \Delta t_{i.â}) \times (6,27 + \Delta \delta_2) + \\ &+ 0,000212437(321 + \Delta t_1') \times (6,27 + \Delta \delta_2) \end{aligned} \quad (5.40)$$

После преобразования имеем:

$$\begin{aligned} \overline{D}(\Delta t_1', \Delta t_{i.â}, \Delta \delta_2, \Delta \delta_1) &= 44,8615 + 0,137787 \Delta t_1' + \\ &+ 0,201254 \Delta t_{i.â} + 0,172481 \Delta \delta_2 - \\ &- 0,00139962 \Delta \delta_1 + 0,000620251 \Delta t_1' \cdot \Delta t_{i.â} - \\ &- 0,0003435 \Delta t_{i.â} \Delta \delta_2 + 0,000212437 \Delta t_1' \Delta \delta_2 \end{aligned} \quad (5.41)$$

Абсолютные значения мощности  $N$  и тепловой экономичности  $q$  при изменении параметров основного и вспомогательного оборудования турбоустановки типа К-1000-60/1500-2, входящей в состав энергоблока АЭС с ВВЭР-1000, определяются следующими выражениями [1]:

$$\begin{aligned} N &= N_0 - \sum_{k=1}^3 \Delta N_k, \\ q &= q_0 - \sum_{k=1}^3 \Delta q_k \end{aligned} \quad (5.42)$$

Подробный анализ уравнений (5.42) показал, что они учитывают:

- отклонение электрической мощности и удельного расхода теплоты турбоустановки в зависимости от отклонений тепловых и гидравлических параметров подогревателей высокого и низкого давлений в системе регенерации, сепаратора-пароперегревателя (СПП) и КПД отсеков проточной части турбины в виде:

$$\Delta N_1 = N_0 \left[ 1 - f_1(\Delta X, \bar{D}) \times \right. \\ \left. \times (0,01292 + 0,98499\bar{D} + 0,02942\bar{D}^2 - 0,00833\bar{D}^3) \right], \quad (5.43)$$

где  $N_0$  – электрическая мощность, вырабатываемая турбоустановкой при  $1,0 \bar{D}$ ;

$N_0(0,01292 + 0,98499\bar{D} + 0,02942\bar{D}^2 - 0,00833\bar{D}^3) = \psi(\bar{D})$  – полином, определяющий отклонение электрической мощности от номинального значения  $N_0$  при изменении  $\bar{D}$  и нулевом отклонении независимых теплогидравлических параметров;  $f_1(\Delta X, \bar{D})$  – зависимость влияния на электрическую мощность отклонений тепловых и гидравлических параметров проточной части турбины, системы сепарации и промежуточного перегрева пара, системы регенеративного подогрева питательной воды от номинальных значений (функция имеет вид (5.3), коэффициенты представлены в табл. 5.8);

$$\Delta q_1 = q_0 \left[ 1 - \varphi_1(\Delta \bar{X}, \bar{D}) \cdot (2,0399 - 3,72167\bar{D} + 4,6464\bar{D}^2 - 1,98333\bar{D}^3) \right], \quad (5.44)$$

где  $q_0$  – удельный расход теплоты при  $1,0 \bar{D}$ ;

$$q_0(2,0399 - 3,72167\bar{D} + 4,6464\bar{D}^2 - 1,98333\bar{D}^3) = \psi(\bar{D})$$
 – удельный расход

теплоты при изменении  $\bar{D}$  и нулевом отклонении независимых теплогидравлических параметров  $\Delta \bar{X}$ ;  $\varphi_1(\Delta \bar{X}, \bar{D})$  – зависимость влияния на удельный расход теплоты отклонений гидравлических и тепловых параметров систем регенерации подогревателей высокого и низкого давлений, СПП, КПД отсеков проточной части турбины (функция имеет вид (5.3), коэффициенты представлены в табл. 5.8);

• отклонение мощности и удельного расхода теплоты турбоустановки в зависимости от условий работы конденсационной установки (отклонений от номинальных значений параметров конденсатора  $\Delta \bar{X}_k = (\Delta \bar{W}_k, \Delta t_{o,в}, \Delta \delta \cdot p_k, \Delta \bar{D})$ , где  $\Delta \bar{W}_k$  – отклонение расхода охлаждающей воды;  $\Delta t_{o,в}$  – отклонение температуры охлаждающей воды;  $\Delta \delta \cdot p_k$  – от-

клонение гидравлических потерь в трубном пучке теплообменной поверхности;  $\Delta \bar{D}$  – отклонение расхода конденсируемого пара)

$$\Delta N_2 = f_2(\Delta \bar{X}_k, \bar{D}) \cdot \Psi(\bar{D}), \quad (5.45)$$

где

$$f_2(\Delta \bar{X}_k, \bar{D}) = (-0,05036 + 0,09878\bar{D} - 0,0796\bar{D}^2 + 0,02417\bar{D}^3) \times \\ \times (0,1803\Delta t_{o.b} + 2,802\Delta \bar{D} - 1,25\Delta \bar{W}_k - 0,27631\Delta \delta \cdot p_k + 0,188) \quad (5.46)$$

$$\Delta q_2 = \varphi_2(\Delta \bar{X}_k, \bar{D}) \cdot v(\bar{D}),$$

где

$$\varphi_2(\Delta \bar{X}_k, \bar{D}) = (0,08448 - 0,2438\bar{D} + 0,27178\bar{D}^2 - 0,10329\bar{D}^3) \times \\ \times (0,1803\Delta t_{o.b} + 2,802\Delta \bar{D} - 1,25\Delta \bar{W}_k - 0,27631\Delta \delta \cdot p_k + 0,188);$$

• отклонение мощности и удельного расхода теплоты турбоустановки в зависимости от условий работы теплофикационной установки (изменений параметров  $\Delta \bar{X}_T = (\Delta \bar{W}_T, \Delta t'_B, \Delta t_{B1}, \Delta p_{B1}, \Delta t_{B2}, \Delta p_{B2}, \Delta t_{B3}, \Delta p_{B3})$ , где  $\Delta \bar{W}_T$  – изменение расхода сетевой воды;  $\Delta t'_B$  – изменение температуры окружающего воздуха;  $\Delta t_{B1}$  и  $\Delta p_{B1}$  – недогрев и потеря гидравлического сопротивления линии отбора греющего пара первого сетевого подогревателя;  $\Delta t_{B2}$ ,  $\Delta p_{B2}$  – тоже для второго сетевого подогревателя,  $\Delta t_{B3}, \Delta p_{B3}$  – для пикового сетевого подогревателя)

$$\Delta N_3 = N_0 - \Psi^T(\bar{D}) \cdot f_3(\Delta \bar{X}_T, \bar{D}), \quad (5.47)$$

где  $\Psi^T(\bar{D}) = N_0^T (-1,22581 + 5,5913\bar{D} - 5,64127\bar{D}^2 + 2,27576\bar{D}^3)$  – полином, описывающий зависимость электрической мощности от изменения расхода пара  $\bar{D}$  при нулевых отклонениях параметров теплофикационной установки  $\Delta \bar{X}_T$ ;  $N_0^T$  – электрическая мощность, вырабатываемая турбоустановкой при  $1,0 \bar{D}$  и подключенной теплофикации;  $f_3(\Delta \bar{X}_T, \bar{D})$  – зависимость влияния на электрическую мощность отклонений параметров теплофикацион-

ной установки (функция имеет вид (5.3), коэффициенты представлены в табл. 5.8);

$$\Delta q_3 = q_0 - v^T(\bar{D}) \cdot \varphi_3(\Delta \bar{X}_T, \bar{D}), \quad (5.48)$$

где  $v^T(\bar{D}) = q_0^T \cdot (2,498 - 4,9369\bar{D} + 5,488\bar{D}^2 - 2,0502\bar{D}^3)$  – функция, описывающая зависимость удельного расхода теплоты от изменения  $\bar{D}$  при нулевых отклонениях параметров теплофикационной установки  $\vec{\Delta \bar{X}}_T$ ;

$q_0^T$  – удельный расход теплоты при  $1,0 \bar{D}$  и подключенной теплофикации;

$\varphi_3(\Delta \bar{X}_T, \bar{D})$  – зависимость влияния на удельный расход теплоты отклонений параметров теплофикационной установки (функция имеет вид (5.3), коэффициенты представлены в табл. 5.8).

На основе выражений (5.40)–(5.48), получены функциональные зависимости абсолютного значения электрической мощности энергоблока АЭС с ВВЭР-1000 при изменении параметров его основного и вспомогательного оборудования:

$$\begin{aligned} N &= N_0 - \left[ N_0 - f_1(\Delta \bar{X}, \bar{D}) \cdot \psi(\bar{D}) \right] - f_2(\Delta \bar{X}_k, \bar{D}) \cdot \psi(\bar{D}) - \\ &- \left[ N_0 - \psi^0(\bar{D}) \cdot f_3(\Delta \bar{X}_0, \bar{D}) \right] = \\ &= N_0 - \left[ N_0 - \tilde{f}_1(\Delta \bar{X}, \Delta \bar{X}_{\bar{I}A1}, \Delta \bar{X}_{\bar{I}A2}, \Delta \bar{X}_{\bar{I}A3}, \Delta \bar{X}_{\bar{I}A4}) \times \right. \\ &\times \tilde{\psi}(\Delta \bar{X}_{\bar{I}A1}, \Delta \bar{X}_{\bar{I}A2}, \Delta \bar{X}_{\bar{I}A3}, \Delta \bar{X}_{\bar{I}A4}) \left. \right] - \\ &- \tilde{f}_2(\Delta \bar{X}_k, \Delta \bar{X}_{\bar{I}A1}, \Delta \bar{X}_{\bar{I}A2}, \Delta \bar{X}_{\bar{I}A3}, \Delta \bar{X}_{\bar{I}A4}) \times \\ &\times \tilde{\psi}(\Delta \bar{X}_{\bar{I}A1}, \Delta \bar{X}_{\bar{I}A2}, \Delta \bar{X}_{\bar{I}A3}, \Delta \bar{X}_{\bar{I}A4}) - \\ &- \left[ N_0 - \tilde{\psi}^0(\Delta \bar{X}_{\bar{I}A1}, \Delta \bar{X}_{\bar{I}A2}, \Delta \bar{X}_{\bar{I}A3}, \Delta \bar{X}_{\bar{I}A4}) \times \right. \\ &\times \tilde{f}_3(\Delta \bar{X}_0, \Delta \bar{X}_{\bar{I}A1}, \Delta \bar{X}_{\bar{I}A2}, \Delta \bar{X}_{\bar{I}A3}, \Delta \bar{X}_{\bar{I}A4}) \left. \right] \end{aligned}, \quad (5.49)$$

где  $\Delta \bar{X}_{\text{ПГ}i} = (\Delta t'_i, \Delta t_{\text{п.в}}, \Delta p_2, \Delta p_1)$  – вектор отклонений параметров  $i$ -го парогенератора ( $i = 1, \dots, 4$ ); функция  $\tilde{f}_1(\Delta \bar{X}, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ}1}, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ}2}, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ}3}, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ}4})$  определяет зависимость влияния на мощность отклонений гидравлических и тепловых параметров подогревателей систем регенерации высокого и низкого давлений, СПП, КПД отсеков проточной части турбины, парамет-

ров теплоносителя и рабочего вещества каждого парогенератора; функция  $\tilde{f}_2(\Delta\bar{X}_k, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ1}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ2}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ3}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ4}})$  определяет зависимость отклонения мощности в зависимости от условий работы конденсационной установки с учетом изменяющихся параметров парогенераторов; функция  $\tilde{f}_3(\Delta\bar{X}_T, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ1}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ2}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ3}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ4}})$  учитывает влияния на мощность отклонений параметров теплофикационной установки на различных режимах, при условии что последние определяются отклонением параметров парогенераторов;  $\Psi(\Delta\bar{X}_{\text{ПГ1}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ2}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ3}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ4}})$  – мощность на номинальном или частичном режиме, определяемая только отклонением параметров парогенераторов;  $\Psi^T(\Delta\bar{X}_{\text{ПГ1}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ2}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ3}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ4}})$  – то же при подключенной теплофикации. В обобщенной форме (5.49) можно представить в виде функциональной зависимости следующего вида:

$$N = N_0 - \Delta N(\Delta\bar{X}, \Delta\bar{X}_k, \Delta\bar{X}_T, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ1}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ2}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ3}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ4}}). \quad (5.50)$$

Тепловая экономичность при изменении параметров основного и вспомогательного оборудования энергоблока АЭС представляет собой следующее функциональное соотношение:

$$\begin{aligned} q &= q_0 - [q_0 - \varphi_1(\Delta\bar{X}, \bar{D}) \cdot \psi(\bar{D})] - \varphi_2(\Delta\bar{X}_k, \bar{D}) \cdot \psi(\bar{D}) - \\ &- [q_0 - \psi^0(\bar{D}) \cdot \varphi_3(\Delta\bar{X}^0, \bar{D})] = \\ &= q_0 - [q_0 - \tilde{\varphi}_1(\Delta\bar{X}, \Delta\bar{X}_{\text{IA1}}, \Delta\bar{X}_{\text{IA2}}, \Delta\bar{X}_{\text{IA3}}, \Delta\bar{X}_{\text{IA4}}) \times \\ &\times \tilde{\psi}(\Delta\bar{X}_{\text{IA1}}, \Delta\bar{X}_{\text{IA2}}, \Delta\bar{X}_{\text{IA3}}, \Delta\bar{X}_{\text{IA4}})] - \\ &- \tilde{\varphi}_2(\Delta\bar{X}_k, \Delta\bar{X}_{\text{IA1}}, \Delta\bar{X}_{\text{IA2}}, \Delta\bar{X}_{\text{IA3}}, \Delta\bar{X}_{\text{IA4}}) \times \\ &\times \tilde{\psi}(\Delta\bar{X}_{\text{IA1}}, \Delta\bar{X}_{\text{IA2}}, \Delta\bar{X}_{\text{IA3}}, \Delta\bar{X}_{\text{IA4}}) - \\ &- [q_0 - \tilde{\psi}^0(\Delta\bar{X}_{\text{IA1}}, \Delta\bar{X}_{\text{IA2}}, \Delta\bar{X}_{\text{IA3}}, \Delta\bar{X}_{\text{IA4}}) \times \\ &\times \tilde{\varphi}_3(\Delta\bar{X}^0, \Delta\bar{X}_{\text{IA1}}, \Delta\bar{X}_{\text{IA2}}, \Delta\bar{X}_{\text{IA3}}, \Delta\bar{X}_{\text{IA4}})] \end{aligned} \quad , \quad (5.51)$$

где функция  $\tilde{\varphi}_1(\Delta\bar{X}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ1}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ2}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ3}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ4}})$  определяет зависимость влияния на удельный расход теплоты отклонений гидравлических и тепловых параметров подогревателей систем регенерации высокого и низ-

кого давлений, СПП, КПД отсеков проточной части турбины, параметров теплоносителя и рабочего вещества каждого парогенератора; функция  $\Phi_2(\Delta\bar{X}_k, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ1}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ2}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ3}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ4}})$  определяет зависимость отклонения удельного расхода теплоты в зависимости от условий работы конденсационной установки с учетом изменяющихся параметров парогенераторов;  $\Phi_3(\Delta\bar{X}_T, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ1}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ2}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ3}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ4}})$  учитывает влияния на  $q$  отклонений параметров теплофикационной установки на различных режимах, при условии что последние определяются отклонением параметров парогенераторов;  $\psi(\Delta\bar{X}_{\text{ПГ1}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ2}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ3}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ4}})$  – удельный расход теплоты на номинальном или частичном режиме, определяемый только отклонением параметров парогенераторов;  $\Psi^T(\Delta\bar{X}_{\text{ПГ1}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ2}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ3}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ4}})$  – то же при подключенной теплофикации. В обобщенной форме (5.49) можно представить в виде функциональной зависимости следующего вида:

$$q = q_0 - \Delta q(\Delta\bar{X}, \Delta\bar{X}_k, \Delta\bar{X}_T, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ1}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ2}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ3}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ4}}). \quad (5.52)$$

Полученные зависимости (5.50) и (5.52) позволяют оценивать влияния различных факторов: изменений теплогидравлических параметров теплоносителей и рабочих веществ основного и вспомогательного оборудования, энергосистемных параметров на работу энергоблока АЭС с ВВЭР-1000, климатических условий (температуру охлаждающей воды, температуру окружающего воздуха), оптимизировать режимы работы энергоблока, использовать полученные функциональные соотношения для решения задачи оптимального распределения нагрузок между энергоблоками электростанций.

## Глава 6

### СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ГРАДИЕНТНЫХ



# **МЕТОДОВ ОПТИМИЗАЦИИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРУЗОК МЕЖДУ ЭНЕРГОВЛОКАМИ АЭС**

Настоящая глава посвящена выбору оптимизационного метода для решения задачи распределения нагрузок между энергоблоками АЭС на основании эксплуатационных характеристик энергоблоков, полученных с помощью разработанного автоматизированного комплекса программ [27, 28, 141].

Задача оптимального распределения электрических нагрузок между параллельно работающими энергоблоками АЭС представляет собой достаточно сложную задачу управления, обусловленную неопределенностью исходной информации, многовариантностью, сложностью учета фактического состояния оборудования энергоблоков и другими факторами. Как уже отмечалось, целый ряд работ [145, 146] посвящен разработке моделей и на их основе программных комплексов, позволяющих оптимизировать распределение нагрузок между энергоблоками электростанций с учетом режимных факторов и технического состояния оборудования станций, в некоторых случаях с учетом факторов надежности, экологических ограничений и других, данная задача рассматривается, таким образом, как многокритериальная. Зачастую, в математическую модель, созданную для решения задачи распределения нагрузок, в качестве критерия включаются энергетические характеристики энергоблоков в виде функциональных зависимостей их расхода теплоты от электрической мощности, рассчитанные при начальных и конечных параметрах пара в режимах номинальной мощности. Однако, очевидно, что неучтенные частичные режимы эксплуатации, изменения в составе оборудования энергоблоков и отклонения параметров теплоносителей и рабочих веществ от нормативных значений могут аннулировать эффект оптимизации.

## **6.1. Применение оптимизационного метода**

## проекции градиента для решения задачи распределения нагрузок между энергоблоками АЭС

Как указывалось в главе 2, задачу оптимального распределения нагрузок между энергоблоками АЭС можно сформулировать следующим образом:

$$Q_{\Sigma}(N_{\Sigma}) = \sum_{i=1}^n Q_i(N_i) \rightarrow \min, \quad (6.1)$$

$$\left. \begin{aligned} N_i^{\min} \leq N_i \leq N_i^{\max}, i = \overline{1, n} \\ N_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n N_i \end{aligned} \right\}. \quad (6.2)$$

$$Q_i(N_i) = \sum_j \gamma_{ji} N_i^j, \quad (6.3)$$

где  $Q_{\Sigma}(N_{\Sigma})$  – общий расход теплоты на всех энергоблоках АЭС, зависящий от суммарной нагрузки  $N_{\Sigma}$ ;  $Q_i(N_i)$  – расход теплоты  $i$ -го энергоблока, зависящий от нагрузки  $N_i$  этого энергоблока; система (6.2) – ограничения по допустимым электрическим нагрузкам энергоблоков и суммарной нагрузке станции;  $\gamma_{ji}$  – постоянные коэффициенты в математической модели расхода теплоты  $i$ -го энергоблока  $Q_i(N_i)$ , определяемые для каждого режима работы  $i$ -го энергоблока методом наименьших квадратов.

Необходимо отметить, что ни один метод или класс методов решения оптимизационных задач не является универсальным, то есть не характеризуется высокой эффективностью применения для различных типов задач. Метод должен быть приспособлен к конкретно поставленной задаче. Всесторонний анализ показал, что достаточно эффективным алгоритмом решения задачи (6.1)–(6.2) является метод проекции градиента Розена [147, 148], который по этой причине был включен в состав логико-числового оператора  $\text{var}(\chi, \Sigma)$  разработанного автоматизированного программного комплекса, имитирующего функциональное состояние энергоблока АЭС. Названный метод позволяет решать задачу в том случае, когда множество допустимых

решений  $E$  не совпадает со всем пространством  $\Pi^n$ , а является сечением параллелепипеда в  $\Pi^n$  – гиперплоскостью.

Если критерий оптимальности является вогнутой функцией (в случае вогнутости функций  $Q_i(N_i)$ ), то теорема Куна-Таккера [149] обеспечивает в точке оптимального решения, полученного методом проекции градиента, глобальный минимум. В противном случае, когда критерий оптимальности не является вогнутой функцией, полученное решение – лишь локальный минимум.

Преобразуем задачу (6.1) – (6.2) к следующему виду:

$$Q(N) = \sum_{i=1}^n Q_i(N_i) \rightarrow \min \quad (6.4)$$

$$\mathbf{A} \cdot \mathbf{N} \leq \mathbf{b}, \quad \mathbf{H} \cdot \mathbf{N} = \mathbf{h}$$

где  $\mathbf{A}$  – матрица размера  $2n \times n$ :  $\mathbf{A} = \begin{pmatrix} -1 & 0 & \dots & 0 & 0 \\ 1 & 0 & \dots & 0 & 0 \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ 0 & 0 & \dots & 0 & -1 \\ 0 & 0 & \dots & 0 & 1 \end{pmatrix};$

$$N - \text{точка: } N = \begin{pmatrix} N_1 \\ \dots \\ N_n \end{pmatrix}; \quad \mathbf{b} - 2n\text{-мерный вектор: } \mathbf{b} = \begin{pmatrix} -N_1^{\min} \\ N_1^{\max} \\ \dots \\ -N_n^{\min} \\ N_n^{\max} \end{pmatrix};$$

$$\mathbf{H} - n\text{-мерный вектор: } \mathbf{H} = (1 \ 1 \ \dots \ 1); \quad h = N_{\Sigma}.$$

Известно, что направлением наискорейшего спуска является антиградиент критерия оптимальности. Однако при наличии ограничений движение вдоль такого направления может привести в точки, не принадлежащие множеству возможных решений. В методе проекции градиента, предложенном Розеном, антиградиент проектируется на множество возможных решений

таким образом, что значение функции цели уменьшается, но в то же время сохраняется принадлежность точек траектории движения множеству  $E$ .

Предположим, что точка  $N^* = (N_1^*, \dots, N_n^*)$  является допустимым решением. Пусть в этой точке выполняется:

$$\begin{aligned} \mathbf{A}_1 \cdot N^* &= \mathbf{b}_1, \\ \mathbf{A}_2 \cdot N^* &< \mathbf{b}_2, \end{aligned} \quad (6.5)$$

где  $\mathbf{A}_1$  – матрица размера  $q \times n$ , соответствующая ограничениям, насыщенным в точке  $N^*$ ;  $\mathbf{A}_2$  – матрица размера  $(n - q) \times n$ ;

$$\mathbf{A}^T = (\mathbf{A}_1^T; \mathbf{A}_2^T), \quad \mathbf{b}^T = (\mathbf{b}_1^T; \mathbf{b}_2^T). \quad (6.6)$$

Метод проекции градиента основан на двух утверждениях:

- если  $\mathbf{P} = \mathbf{I} - \mathbf{M}^T \cdot (\mathbf{M} \cdot \mathbf{M}^T)^{-1} \cdot \mathbf{M}$  – матрица проектирования (матрица  $n \times n$  такая, что  $\mathbf{P} = \mathbf{P}^T$  и  $\mathbf{P} \cdot \mathbf{P} = \mathbf{P}$ ), где  $\mathbf{I}$  – единичная матрица,  $\mathbf{M}^T = (\mathbf{A}_1^T; \mathbf{H}^T)$  – матрица ранга  $q$ , и  $\mathbf{P} \cdot \nabla Q(N^*) \neq 0$ ,

где  $\nabla Q(N^*) = \left( \frac{\partial Q}{\partial N_1}, \dots, \frac{\partial Q}{\partial N_n} \right) \Big|_{N=N^*}$  – градиент функции  $Q(N)$  в точке  $N^*$ ,

то вектор  $\mathbf{s} = -\mathbf{P} \cdot \nabla Q(N^*)$  – допустимое направление, вдоль которого функция  $Q(N)$  уменьшается.

- если  $\mathbf{P} = \mathbf{I} - \mathbf{M}^T \cdot (\mathbf{M} \cdot \mathbf{M}^T)^{-1} \cdot \mathbf{M}$  – матрица проектирования, где  $\mathbf{I}$  – единичная матрица,  $\mathbf{M}^T = (\mathbf{A}_1^T; \mathbf{H}^T)$  – матрица ранга  $q$ , и  $\mathbf{P} \cdot \nabla Q(N^*) = 0$ , тогда в том случае, когда все элементы столбца  $\mathbf{u}$  в матрице  $\mathbf{W}^T = (\mathbf{u}^T, \mathbf{v}^T) = -(\mathbf{M} \cdot \mathbf{M}^T)^{-1} \cdot \mathbf{M} \cdot \nabla Q(N^*)$  положительны, и функция цели вогнутая, точка  $N^*$  является точкой глобального минимума. Если же найдется элемент  $\exists j : \mathbf{u}_j < 0$ , то в качестве вектора искомого допустимого

направления принимается вектор  $\tilde{\mathbf{s}} = -\tilde{\mathbf{P}} \cdot \nabla Q(N^*)$ , где  $\tilde{\mathbf{P}} = \mathbf{I} - \tilde{\mathbf{M}}^T \cdot (\tilde{\mathbf{M}} \cdot \tilde{\mathbf{M}}^T)^{-1} \cdot \tilde{\mathbf{M}}$ ;  $\tilde{\mathbf{M}}^T = (\mathbf{A}_1^T; \mathbf{H}^T)$ , а матрица  $\tilde{\mathbf{A}}_1$  получена из матрицы  $\mathbf{A}_1$  вычеркиванием строки, соответствующей  $\mathbf{u}_j < 0$ .

Метод проекции градиента является итерационным методом оптимизации. На каждом шаге итерационного процесса новая допустимая точка  $N^{k+1}$  из последовательности  $\{N^k\}$  находится согласно правилу  $N^{k+1} = N^k + \lambda \cdot \mathbf{s}_k$ .

Важную роль при нахождении значения  $\lambda$  играет величина  $\delta$ , которая определяется следующим образом:

$$\delta = \begin{cases} \min_{(\mathbf{A}_2 \cdot \mathbf{s}_k)_i > 0} \left\{ \frac{(\mathbf{b}_2 - \mathbf{A}_2 \cdot N^k)_i}{(\mathbf{A}_2 \cdot \mathbf{s}_k)_i} \right\}, & \text{где } \mathbf{A}_2 \cdot N^k < \mathbf{b}_2 \\ \infty, & \text{если } (\mathbf{A}_2 \cdot \mathbf{s}_k)_i \leq 0 \ (\forall i) \end{cases} \quad (6.7)$$

Значение  $\lambda$  является решением задачи

$$Q(N^k + \lambda \cdot \mathbf{s}_k) \rightarrow \min, \quad (6.8)$$

при условии  $\lambda \in (0; \delta]$ .

Если  $\mathbf{s}_k \neq 0$ , то все ограничения, существенные в точке  $N^k$ , останутся существенными и в точке  $N^{k+1}$ . Если  $\lambda = \delta$ , то хотя бы одно ограничение, которое было несущественным в точке  $N^k$ , станет существенным в точке  $N^{k+1}$ . Следовательно, изменятся матрицы  $\mathbf{A}_1$  и  $\mathbf{M}$  – в них добавится строка, соответствующая ограничению, перешедшему из разряда несущественных в существенные. В случае  $\mathbf{s}_k = 0$ , то, принимая искомым направлением  $\tilde{\mathbf{s}} = -\tilde{\mathbf{P}} \cdot \nabla Q(N^*)$ , одно из ограничений, которые были существенными в точке  $N^k$ , становится несущественным для  $N^{k+1} = N^k + \lambda \cdot \mathbf{s}_k$ .

При программной реализации метода проекции градиента следует учитывать тот факт, что из-за ошибок округления при вычислении вектор  $\mathbf{s}_k$

может отличаться от нулевого значения даже в том случае, если в действительности  $\mathbf{s}_k = 0$ . Поэтому имеет смысл использовать переход к направлению  $\tilde{\mathbf{s}}_k$  в том случае, когда оказывается, что

$$\nabla Q(N^k) \cdot \tilde{\mathbf{s}}_k > \nabla Q(N^k) \cdot \mathbf{s}_k^0, \quad (6.9)$$

где  $\tilde{\mathbf{s}}_k = -\tilde{\mathbf{P}} \cdot \nabla Q(N^k)$ ;  $\tilde{\mathbf{P}} = \mathbf{I} - \tilde{\mathbf{M}}^T \cdot (\tilde{\mathbf{M}} \cdot \tilde{\mathbf{M}}^T)^{-1} \cdot \tilde{\mathbf{M}}$ ;  $\tilde{\mathbf{s}}_k = \tilde{\mathbf{s}}_k / \|\tilde{\mathbf{s}}_k\|$  – орт вектора  $\mathbf{s}_k$ ;  $\mathbf{s}_k^0 = \mathbf{s}_k / \|\mathbf{s}_k\|$  – орт вектора  $\tilde{\mathbf{s}}_k$ ; матрица  $\tilde{\mathbf{M}}$  получается из матрицы  $\mathbf{M}$  вычеркиванием строки, соответствующей наибольшему по абсолютной величине отрицательному элементу столбца  $\mathbf{u}$  матрицы  $\mathbf{W}^T = (\mathbf{u}^T, \mathbf{v}^T) = -(\mathbf{M} \cdot \mathbf{M}^T)^{-1} \cdot \mathbf{M} \cdot \nabla Q(N^*)$ .

В начале итерационного процесса также следует задать некоторое число  $\varepsilon > 0$ , и, если значения критерия оптимальности в соседних точках  $N^k$  и  $N^{k+1}$  отличаются меньше, чем на  $\varepsilon$ , то есть

$$|Q(N^k) - Q(N^{k+1})| = |\Delta Q| < \varepsilon, \quad (6.10)$$

то итерационный процесс следует остановить.

Как и весь класс градиентных методов, которые являются локальными методами оптимизации, рассматриваемый метод проекции градиента является чувствительным к выбору начальной точки итерационного процесса: локальный поиск приходится повторять много раз, начиная его из различных начальных точек, для того, чтобы не попасть вместо глобального в какой-нибудь из локальных экстремумов.

Очевидно, что начальные точки должны быть равномерно расположены во множестве допустимых решений  $E$ . Возможным решением данной проблемы является последовательный выбор пробных точек  $N^{(0)}, N^{(1)}, \dots, N^{(i)}, \dots$  из множества допустимых решений и сравнение значений критерия оптимальности в этих точках. Выбор происходит путем «зондирования»  $E$  равномерно распределенными последовательностями точек в

нем, то есть такой последовательностью точек  $P_1, \dots, P_i, \dots$ , принадлежащих данному множеству  $E$ , если для любого параллелепипеда  $\Pi$ , принадлежащего  $E$ , выполняется:

$$\lim_{N \rightarrow \infty} \frac{S_N(\Pi)}{N} = V_\Pi,$$

где  $S_N(\Pi)$  – количество точек  $P_i$  с номерами  $1 \leq i \leq N$ , принадлежащих  $\Pi$ ;  $V_\Pi$  – объем параллелепипеда  $\Pi$ . Среди известных в настоящее время наилучшие характеристики имеют  $Л\Pi_\tau$ -последовательности [150].

Параметрические ограничения  $\mathbf{A} \cdot \mathbf{N} \leq \mathbf{b}$  из (6.4) определяют в пространстве параметров параллелепипед  $\Pi$ , объем которого

$$V_\Pi = (N_1^{\max} - N_1^{\min}) \cdot \dots \cdot (N_n^{\max} - N_n^{\min}) > 0. \quad (6.11)$$

Но существующие в задаче (6.1) – (6.2) функциональные ограничения в виде равенств  $\mathbf{H} \cdot \mathbf{N} = h$  из (6.6) определяют в параллелепипеде  $\Pi$  гиперплоскость и требование положительности объема нарушается. Решение данного ограничения относительно  $N_n$ :

$$N_n = N_\Sigma - N_1 - \dots - N_{n-1}. \quad (6.12)$$

Теперь задачу нахождения пробных точек можно рассматривать в  $(n-1)$ -мерном пространстве параметров  $(N_1, \dots, N_{n-1})$ , а значение  $N_n$  считать известной функцией этих параметров.

Таким образом, декартовы координаты пробных точек  $N^{(0)}, N^{(1)}, \dots, N^{(i)}, \dots$  из множества допустимых решений вычисляются следующим образом:

$$N^{(i)} = (N_1^{(i)}, \dots, N_n^{(i)}) \quad i = 0, 1, 2, \dots, \quad (6.13)$$

$$N_j^{(i)} = N_j^{\min} + (N_j^{\max} - N_j^{\min}) \cdot x_{i,j}, \quad j = 1, \dots, n-1, \quad (6.14)$$

$$N_n^{(i)} = N_\Sigma - N_1^{(i)} - \dots - N_{n-1}^{(i)}. \quad (6.15)$$

где  $x_{i,j}$  ( $j=1,\dots,n-1$ ) – декартовы координаты точки  $X_i=(x_{i,j},\dots,x_{i,n-1})$ , принадлежащей ЛП $_{\tau}$ -последовательности  $X_0, X_1, \dots, X_{i,\dots}$ .

Точки ЛП $_{\tau}$ -последовательности рассчитываются как

$$x_{i,j} \sum_{k=1}^m 2^{1-k} \left\{ \frac{1}{2} \sum_{l=k}^m \left[ 2 \cdot \left\{ i \cdot 2^{-l} \right\} \left\| 2 \cdot \left\{ r_j^l \cdot 2^{k-l-1} \right\} \right\| \right] \right\}, \quad (6.16)$$

где  $m = 1 + \left\lceil \frac{\ln i}{\ln 2} \right\rceil$ ,  $[a]$  – целая часть числа  $a$ ,  $\{a\}$  – дробная часть числа  $a$ ;

$r_j^l$  – числители направляющих чисел [150]:  $V_j^l = r_j^l \cdot 2^{-l}$ ;  $i, l$  – целые числа:  $1 \leq i \leq 51$ ,  $1 \leq l \leq 20$ .

В качестве начальной точки итерационного процесса выбирается точка  $N^{(v)}$  из последовательности пробных точек  $N^{(0)}, N^{(1)}, \dots, N^{(i)}, \dots$ , для которой

$$Q(N^{(v)}) = \min_i Q(N^{(i)}). \quad (6.17)$$

Существует еще одна возможная процедура для нахождения допустимого начального решения при наличии в задаче ограничений – последовательная минимизация невязок ограничений [151]. В данной процедуре последовательно каждое ограничение-неравенство используется в качестве целевой функции задачи условной минимизации. Этот метод подходит для задач с малой областью допустимых решений и задач большой размерности. Наличие ограничений в виде равенств требует предварительного исключения этих ограничений путем разделения исходных переменных на зависимые (их число определяется числом исключаемых ограничений) и независимые, то есть, решаются уравнения-ограничения относительно переменных, выбранных в качестве зависимых.

Исходя из вышесказанного, алгоритм решения задачи оптимального распределения нагрузок (6.1) – (6.2) методом проекции градиента предполагает выполнение следующих этапов (рис. 6.1):



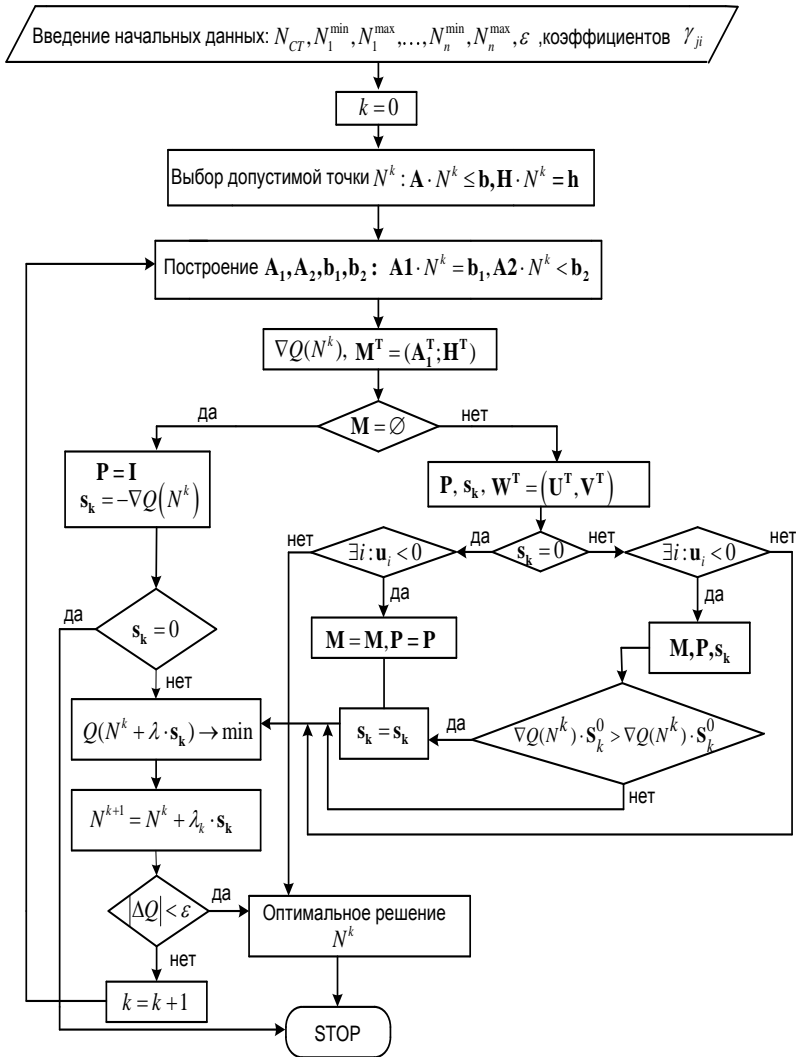


Рисунок 6.1 – Алгоритм решения задачи оптимального распределения нагрузок между энергоблоками АЭС методом проекции градиента

Предварительный этап – итерация  $k = 0$  – выбор начальной точки  $N^{(1)}$  путем генерации  $L \Pi_\tau$ -последовательности и представление матриц  $A^T$  и  $b^T$  в виде (6.6).

Основной этап – текущая итерация в точке  $N^{(k)}$ .

*Первый шаг.* Пусть  $M^T = (A_1^T; H^T)$ .

Если  $M = \emptyset$ , то положить  $P = I$ . В противном случае –  $P = I - M^T \cdot (M \cdot M^T)^{-1} \cdot M$ . Задать  $s_k = -P \cdot \nabla Q(N^k)$ .

Если  $s_k = 0$  и  $M = \emptyset$ , то остановиться.

Если  $s_k \neq 0$ , то перейти ко второму шагу.

Если же  $s_k = 0$  и  $M = \emptyset$ , то положить  $W = -(M \cdot M^T)^{-1} \cdot M \cdot \nabla Q(N^k)$ .

Если  $s_k \neq 0$ ,  $M = \emptyset$ , и  $\exists j: u_j < 0$ , то построить матрицы  $\tilde{M}$ ,  $\tilde{P}$ , переопределив предварительно  $A_1$ , и вектор  $\tilde{s}_k = -\tilde{P} \cdot \nabla Q(N^k)$ .

Далее, при выполнении условия  $\nabla Q(N^k) \cdot \tilde{s}_k^0 > \nabla Q(N^k) \cdot s_k^0$ , перейти ко второму шагу, используя в качестве допустимого направления вектор  $\tilde{s}_k$ .

*Второй шаг.* Определить шаг  $\lambda_k$  как оптимальное решение задачи линейного поиска:

$$Q(N^k + \lambda \cdot s_k) \rightarrow \min, \quad (6.18)$$

при условии  $\lambda \in (0; \delta]$ , где точка  $N^{k+1}$  определяется как

$$N^{k+1} = N^k + \lambda_k \cdot s_k. \quad (6.19)$$

Далее следует положить  $k = k + 1$  и перейти к первому шагу.

## 6.2. Использование математических моделей и оптимизационных процедур с целью повышения среднеэксплуатационной тепловой экономичности энергоблоков АЭС

Рассмотрим применение описанного в 6.1 алгоритма и полученных интегральных характеристик энергоблоков АЭС для оптимального распределения электрических нагрузок с помощью разработанного автоматизированного программного комплекса на примере АЭС с шестью параллельно работающими энергоблоками с ВВЭР-1000, аналогичной Запорожской АЭС.

Хотя каждый энергоблок станции оснащен, как правило, однотипным основным и вспомогательным оборудованием, эксплуатационные характеристики энергоблоков могут отличаться из-за различных эксплуатационных условий в рассматриваемый промежуток времени.

Итак, имеется заданная суммарная электрическая мощность  $N_{\Sigma} = 5270$  МВт, которую в данный момент времени  $t = T$  следует распределить между шестью энергоблоками. Причем, ограничения по пределам изменения нагрузок энергоблоков и требуемой суммарной нагрузке определяются системой (6.4). В случае работы всех энергоблоков в одном режиме ограничения по нагрузке энергоблоков будут одинаковыми.

Отклонения параметров от номинальных значений, произошедшие в процессе эксплуатации каждого энергоблока, определяются по осредненным данным штатных измерительных приборов АСУ ТП.

На основании эксплуатационных характеристик, полученных с помощью модели (5.44)-(5.46), проверяется, какую максимальную электрическую мощность при фиксируемых отклонениях параметров  $\overrightarrow{\Delta X}$  может генерировать каждый энергоблок:  $N_1 = 850$  МВт,  $N_2 = 1000$  МВт,  $N_3 = 1000$  МВт,  $N_4 = 1000$  МВт,  $N_5 = 1000$  МВт,  $N_6 = 1000$  МВт. В соответствии с этим корректируются интервалы изменения нагрузок:

$$\begin{aligned} N_1^{\min}(T) \leq N_1 \leq N_1^{\max}(T) \\ \vdots \\ N_6^{\min}(T) \leq N_6 \leq N_6^{\max}(T) \end{aligned} \quad ; \quad (6.20)$$

границы интервалов указаны как функции времени  $T$ ; иначе: они зависят от отклонений  $\overrightarrow{\Delta X}$  в этот момент времени.

Задача оптимального управления формулируется следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} Q_{\Sigma}(N_{\Sigma}) &= \sum_{i=1}^6 Q_i(N_i) \rightarrow \min \\ 5270 &= \sum_{i=1}^6 N_i, 700 \leq N_1 \leq 850, 700 \leq N_2 \leq 1000, 700 \leq N_3 \leq 1000, \\ 700 &\leq N_4 \leq 1000, 750 \leq N_5 \leq 1000, 700 \leq N_6 \leq 1000 \end{aligned} \right\}. \quad (6.21)$$

Пользуясь приведенным алгоритмом и уравнениями (6.5) – (6.11), задача (6.21) решается методом проекции градиента Розена.

Математические модели  $Q_i(N_i)$ ,  $i = \overline{1,6}$  при заданных отклонениях параметров  $\overrightarrow{\Delta X}$  для каждого из шести энергоблоков методом наименьших квадратов представляются следующими квадратичными полиномами:

$$\begin{aligned} Q_1(N_1) &= \alpha_1 + \beta_1 N_1 + \gamma_1 N_1^2 = 4723280 - 9853,2 N_1 + 5,1419 N_1^2 \\ Q_2(N_2) &= \alpha_2 + \beta_2 N_2 + \gamma_2 N_2^2 = -206417 + 452,996 N_2 - 0,245153 N_2^2 \\ Q_3(N_3) &= \alpha_3 + \beta_3 N_3 + \gamma_3 N_3^2 = 155640 - 325,539 N_3 + 0,173565 N_3^2 \\ Q_4(N_4) &= \alpha_4 + \beta_4 N_4 + \gamma_4 N_4^2 = 40562,8 - 102,663 N_4 + 0,0892952 N_4^2 \\ Q_5(N_5) &= \alpha_5 + \beta_5 N_5 + \gamma_5 N_5^2 = -299772 + 698,052 N_5 - 0,402721 N_5^2 \\ Q_6(N_6) &= \alpha_6 + \beta_6 N_6 + \gamma_6 N_6^2 = 48087,3 - 110,594 N_6 + 0,0672048 N_6^2 \end{aligned} \quad (6.22)$$

Тогда функция цели  $Q(N)$  принимает вид:

$$\begin{aligned} Q(N) &= 4461380 - 9853,2 N_1 + 5,1419 N_1^2 + 452,996 N_2 - \\ &\quad - 0,245153 N_2^2 - 325,539 N_3 + 0,173565 N_3^2 - \\ &\quad - 102,663 N_4 + 0,0692952 N_4^2 + 698,052 N_5 - \\ &\quad - 0,402721 N_5^2 - 110,594 N_6 + 0,0672048 N_6^2 \end{aligned} \quad (6.23)$$

Ограничения на нагрузку каждого энергоблока и суммарную нагрузку по всей электростанции записываются следующим образом:

$$\begin{aligned} -N_1 &\leq -700, \quad -N_2 \leq -700, \quad -N_3 \leq -700, \\ -N_4 &\leq -700, \quad -N_5 \leq -750, \quad -N_6 \leq -700, \\ N_1 &\leq 850, \quad N_i \leq 1000, \quad i = 2, \dots, 6 \\ N_1 + \dots + N_6 &= 5270, \end{aligned} \quad (6.24)$$

или в матричной форме  $\mathbf{A} \cdot \mathbf{N} \leq \mathbf{B}, \quad \mathbf{H} \cdot \mathbf{N} = \mathbf{h},$  (6.25)

где  $\mathbf{A}^T = \begin{pmatrix} -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 \end{pmatrix};$

$$\begin{aligned} \mathbf{B}^T &= (-700 \quad 850 \quad -700 \quad 10^3 \quad -700 \quad 10^3 \quad -700 \quad 10^3 \quad -750 \quad 10^3 \quad -700 \quad 10^3); \\ \mathbf{H} &= (1 \quad 1 \quad 1 \quad 1 \quad 1 \quad 1); \quad \mathbf{N}^T = (N_1 \quad N_2 \quad N_3 \quad N_4 \quad N_5 \quad N_6); \quad \mathbf{h} = 5270. \end{aligned}$$

Выберем начальную точку итерационного процесса. Построим точки ЛП<sub>τ</sub>-последовательности  $\mathbf{X}_0, \mathbf{X}_1, \dots, \mathbf{X}_i, \dots$ , согласно формулам (6.16), приняв  $l = 10$  (табл. 6.1). При таком значении генерация будет содержать до 1020 точек.

Далее по формулам (6.13)-(6.15) вычисляем декартовы координаты пробных точек  $\mathbf{N}^{(0)}, \mathbf{N}^{(1)}, \dots, \mathbf{N}^{(i)}, \dots$ , из множества допустимых решений (табл. 6.2). После сравнения значений критерия оптимальности в полученных точках выбрана точка  $\mathbf{N}^{(735)}$ , в которой  $Q(\mathbf{N}^{(735)}) = 19005,88$  МВт – наименьшее среди всех значений в пробных точках. Декартовы координаты  $\mathbf{N}^{(735)} = (847,217; 716,113; 856,152; 929,98; 971,436; 949,102)$ . Эта точка принимается в качестве начальной точки итерационного процесса  $\mathbf{N}^1$ .

Таблица 6.1

Точки  $Л\Pi_\tau$ -последовательности

$i$	$x_{i,1}$	$x_{i,2}$	$x_{i,3}$	$x_{i,5}$	$x_{i,6}$
0	0	0	0	0	0
1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
2	0,25	0,75	0,25	0,75	0,25
3	0,75	0,25	0,75	0,25	0,75
4	0,125	0,625	0,875	0,875	0,625
5	0,625	0,125	0,375	0,375	0,125
6	0,375	0,375	0,625	0,125	0,875
7	0,875	0,875	0,125	0,625	0,375
...	...	...	...	...	...

Таблица 6.2

## Координаты пробных точек

$i$	Точка $N^{(i)}$
4	(718,75 887,53 962,5 962,5 906,5 832,5)
17	(779,688 709,375 971,875 915,625 992,188 901,25 )
19	(817,188 934,375 896,875 840,625 929,688 851,25)
22	(760,938 971,875 934,375 728,125 898,438 976,25)
25	(789,063 990,625 803,125 971,875 945,313 770)
28	(732,813 953,125 765,625 859,375 976,563 983,50)
31	(845,313 878,125 990,625 934,375 789,063 832,5)
32	(702,344 939,063 985,938 901,563 949,219 791,875)
37	(796,094 976,563 873,438 939,063 980,469 704,375)
41	(786,719 920,313 929,688 845,313 871,094 916,875)
...	...

В  $N^1$  выполняется ограничение в виде равенства и не является насыщенным ни одно из ограничений неравенств (6.21). Таким образом, имеем:

$$A2 = A, \quad B2 = B, \quad M = (1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1). \quad (6.26)$$

Матрица  $\mathbf{M} \neq \mathbf{O}$ , поэтому матрица проектирования  $\mathbf{P}$  вычисляется следующим образом:

$$\mathbf{P} = \mathbf{I} - \mathbf{M}^T \cdot (\mathbf{M} \cdot \mathbf{M}^T)^{-1} \cdot \mathbf{M}$$

$$\mathbf{P} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{pmatrix} \times \left[ (1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1) \cdot \begin{pmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{pmatrix} \right]^{-1} \times (1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1)$$

$$\mathbf{P} = \begin{pmatrix} 0,833 & -0,167 & -0,167 & -0,167 & -0,167 & -0,167 \\ -0,167 & 0,833 & -0,167 & -0,167 & -0,167 & -0,167 \\ -0,167 & -0,167 & 0,833 & -0,167 & -0,167 & -0,167 \\ -0,167 & -0,167 & -0,167 & 0,833 & -0,167 & -0,167 \\ -0,167 & -0,167 & -0,167 & -0,167 & 0,833 & -0,167 \\ -0,167 & -0,167 & -0,167 & -0,167 & -0,167 & 0,833 \end{pmatrix}.$$

Градиент функции цели  $Q(\mathbf{N})$  равен

$$\nabla Q(\mathbf{N}) = \begin{pmatrix} -9853,2 + 10,2838N_1 \\ 452,996 - 0,490306N_2 \\ -325,539 + 0,34713N_3 \\ -102,663 + 0,1385904N_4 \\ 698,052 - 0,805442N_5 \\ -110,594 + 0,1344096N_6 \end{pmatrix},$$

а в точке  $\mathbf{N}^1$  соответственно –

$$\nabla Q^T(\mathbf{N}^1) = (-1141 \ 101,881 \ -28,343 \ 26,223 \ -84,383 \ 16,974).$$

$$\text{Тогда} \quad \mathbf{S}_1 = -\mathbf{P} \cdot \nabla Q(\mathbf{N}^1) = \begin{pmatrix} 955,884 \\ -286,588 \\ -156,363 \\ -210,929 \\ -100,323 \\ -201,681 \end{pmatrix}.$$

Полученное направление отлично от нуля, значит, переходим ко второму шагу первой итерации. Определим векторы  $\mathbf{B2} - \mathbf{A2} \cdot \mathbf{N}^1$ ,  $\mathbf{A2} \cdot \mathbf{S}_1$ . Среди элементов  $\mathbf{A2} \cdot \mathbf{S}_1$  есть положительные, поэтому значение  $\delta$  определяется как

$$\delta = \min_{(\mathbf{A2} \cdot \mathbf{S}_1)_i > 0} \left( \frac{(\mathbf{B2} - \mathbf{A2} \cdot \mathbf{N}^1)_i}{(\mathbf{A2} \cdot \mathbf{S}_1)_i} \right) = 0,002911.$$

Далее, согласно алгоритму, решается задача поиска экстремума функции  $Q(\mathbf{N}^1 + \lambda \mathbf{S}_1) \xrightarrow{\lambda \in [0, \delta]} \min$ .

$$\text{С учетом того, что} \quad \mathbf{N}^1 + \lambda \mathbf{S}_1 = \begin{pmatrix} 847,217 + 955,884 \cdot \lambda \\ 716,113 - 286,588 \cdot \lambda \\ 856,152 - 156,363 \cdot \lambda \\ 929,98 - 210,929 \cdot \lambda \\ 971,436 - 100,323 \cdot \lambda \\ 949,102 - 201,681 \cdot \lambda \end{pmatrix},$$

функция  $Q(\mathbf{N}^1 + \lambda \mathbf{S}_1)$  преобразовывается к виду:

$$Q(\lambda) = 19004,6 - 304577,3 \cdot \lambda + 1278917,3 \cdot \lambda^2.$$

Получаем задачу поиска наименьшего значения функции одной переменной на интервале:  $\min_{[0, \delta]} Q(\lambda) = 18130$ , что соответствует значению

$$\lambda = \delta = 0,002911. \text{ Обозначим } \lambda_1 = 0,002911.$$



Следовательно, точка  $\mathbf{N}^2$  определяется как

$$\mathbf{N}^2 = \mathbf{N}^1 + \lambda_1 \cdot \mathbf{S}_1 = \begin{pmatrix} 850 \\ 715,279 \\ 855,697 \\ 929,366 \\ 971,144 \\ 948,515 \end{pmatrix}.$$

Вторая итерация. В точке  $\mathbf{N}^2$  насыщенными становятся ограничения, соответствующие второй строке матрицы  $\mathbf{A}$ . Значит,  $\mathbf{A}_2$  – матрица размерности  $11 \times 6$ , полученная вычеркиванием из матрицы  $\mathbf{A}$  второй строки,  $\mathbf{B}_2$  – вектор, полученный вычеркиванием второго элемента вектора  $\mathbf{B}$ , а

матрица  $\mathbf{M} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{pmatrix}.$

Соответственно  $\mathbf{P} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,8 & -0,2 & -0,2 & -0,2 & -0,2 \\ 0 & -0,2 & 0,8 & -0,2 & -0,2 & -0,2 \\ 0 & -0,2 & -0,2 & 0,8 & -0,2 & -0,2 \\ 0 & -0,2 & -0,2 & -0,2 & 0,8 & -0,2 \\ 0 & -0,2 & -0,2 & -0,2 & -0,2 & 0,8 \end{pmatrix};$

$$\mathbf{S}_2 = \begin{pmatrix} 0 \\ -95,756 \\ 35,036 \\ -19,603 \\ 90,689 \\ -10,36 \end{pmatrix} \neq 0; \quad \delta = 0,16.$$

Функция  $Q(\mathbf{N}^2 + \lambda \cdot \mathbf{S}_2) = 18128,7 - 5218,14 \cdot \lambda - 1450,6 \cdot \lambda^2$  достигает на интервале  $[0; 0,16]$  минимума в точке  $\lambda = 0,16$ .

Обозначим  $\lambda_2 = 0,16$  и найдем точку  $\mathbf{N}^3 = \mathbf{N}^2 + \lambda_2 \cdot \mathbf{S}_2$ :

$$\left(\mathbf{N}^3\right)^T = (850 \quad 700 \quad 861,287 \quad 926,238 \quad 985,614 \quad 946,862) ..$$

Третья итерация. В полученной точке  $\mathbf{N}^3$  становятся насыщенными неравенства  $N_1 \leq 850$ ,  $-N_2 \leq -700$ . Поэтому следует переопределить матрицы **A1**, **A2**, **B1**, **B2**:

$$\mathbf{A1} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}, \quad \mathbf{B1} = \begin{pmatrix} 850 \\ -700 \end{pmatrix},$$

$$\mathbf{A2}^T = \begin{pmatrix} -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 \end{pmatrix}.$$

Матрица **M** примет вид:  $\mathbf{M} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{pmatrix}.$

Откуда матрица проектирования

$$\mathbf{P} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,75 & -0,25 & -0,25 & -0,25 \\ 0 & 0 & -0,25 & 0,75 & -0,25 & -0,25 \\ 0 & 0 & -0,25 & -0,25 & 0,75 & -0,25 \\ 0 & 0 & -0,25 & -0,25 & -0,25 & 0,75 \end{pmatrix}.$$

Снова определяем допустимое направление  $\mathbf{S}_3 = -\mathbf{P} \cdot \nabla Q(\mathbf{N}^3)$ , вычислив предварительно значение градиента функции цели в точке  $\mathbf{N}^3$ :

$\mathbf{S}_3^T = (0 \ 0 \ 6,564 \ -45,701 \ 75,806 \ -36,67)$ .  $\mathbf{S}_3$  не нулевой вектор, поэтому, вычислив векторы  $\mathbf{B2} - \mathbf{A2} \cdot \mathbf{N}^3$  и  $\mathbf{A2} \cdot \mathbf{S}_3$ , определяем значение  $\delta = 0,19$ .

Функция  $Q(\mathbf{N}^3 + \lambda \cdot \mathbf{S}_3) = 17259 - 2518,2 \cdot \lambda - 565,64 \cdot \lambda^2$  на интервале  $[0; 0,19]$  достигает минимального значения в точке  $\lambda = 0,19$ , которую обозначим  $\lambda_3$  и найдем точку  $\mathbf{N}^4 = \mathbf{N}^3 + \lambda_3 \cdot \mathbf{S}_3$ :

$$\mathbf{N}^4 = (850 \ 700 \ 862,534 \ 917,555 \ 1000 \ 939,895).$$

Четвертая итерация. Очевидно, что в точке  $\mathbf{N}^4$  насыщенными становятся неравенства  $N_1 \leq 850$ ,  $-N_2 \leq -700$ ,  $N_5 \leq 1000$ . Выполняются преобразования матриц  $\mathbf{A1}$ ,  $\mathbf{A2}$ ,  $\mathbf{B1}$ ,  $\mathbf{B2}$  и строятся соответствующие матрицы:

$$\mathbf{M} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{pmatrix}; \quad \mathbf{P} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,667 & -0,333 & 0 & -0,333 \\ 0 & 0 & -0,333 & 0,667 & 0 & -0,333 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -0,333 & -0,333 & 0 & 0,667 \end{pmatrix}.$$

$$\text{Направление } \mathbf{S}_4 = -\mathbf{P} \cdot \nabla Q(\mathbf{N}^4) = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 30,831 \\ -19,798 \\ 0 \\ -11,033 \end{pmatrix} \neq 0; \text{ значение } \delta = 4,459.$$

Функция  $Q(\mathbf{N}^4 + \lambda \cdot \mathbf{S}_4) = 16760,75 - 399,8 \cdot \lambda - 54,7 \cdot \lambda^2$  достигает на интервале  $[0; 4,459]$  минимального значения при  $\lambda = 3,655$ . Обозначим  $\lambda_4 = 3,655$  и найдем точку  $\mathbf{N}^5 = \mathbf{N}^4 + \lambda_4 \cdot \mathbf{S}_4$ :

$$\mathbf{N}^5 = (850 \ 700 \ 975,221 \ 845,193 \ 1000 \ 899,569).$$

Пятая итерация. Матрицы  $\mathbf{A2}$ ,  $\mathbf{B2}$ ,  $\mathbf{M}$ ,  $\mathbf{P}$  не изменяются.

Допустимое направление  $\mathbf{S}_5^T = (0 \ 0 \ -0,397 \ -1,88 \ 0 \ 2,276)$ , как

$$\min_{(0,44,121)} Q(\mathbf{N}^5 + \lambda \cdot \mathbf{S}_5) = 16021,62 \text{ при } \lambda = 7,16. \text{ Значит, } \lambda_5 = 7,16 \text{ и точка}$$

$$(\mathbf{N}^6)^T = (\mathbf{N}^5 + \lambda \cdot \mathbf{S}_5)^T = (850 \ 700 \ 972,378 \ 831,732 \ 1000 \ 915,865).$$

Эту точку считаем оптимальным решением, так как на следующей итерации получаем значение критерия оптимальности, отличающееся от  $Q(\mathbf{N}^6)$ , меньше, чем на  $\varepsilon = 0,1$ .

Таким образом, в результате оптимального управления процессом распределения электрической нагрузки между шестью энергоблоками АЭС, были получены значения электрических нагрузок энергоблоков, при которых минимизируется общий расход теплоты на АЭС [152, 153]:

$$N_1^* = 850 \text{ МВт}, \quad N_4^* = 831,732 \text{ МВт},$$

$$N_2^* = 700 \text{ МВт}, \quad N_5^* = 1000 \text{ МВт},$$

$$N_3^* = 972,378 \text{ МВт}, \quad N_6^* = 915,865 \text{ МВт},$$

$$Q_\Sigma = \sum_{i=1}^6 Q_i = 16021,62 \text{ МВт}.$$

Предложенный и реализованный в работе подход к решению задачи оптимального распределения нагрузок между энергоблоками АЭС может быть охарактеризован, как процедура, обеспечивающая переход от эвристических методов выбора нагрузок энергоблоков АЭС при распределении общей станционной нагрузки, которые достаточно часто используются в инженерной практике, к осуществлению управления распределением на основе оптимизационных процедур, допускающих алгоритмическую и программную реализацию. Таким образом, указанный подход может служить основой инженерной методики автоматизированного распределения нагрузок между энергоблоками АЭС, что создает предпосылки практического использования метода при решении задач управления режимами работы энергоблоков АЭС.